



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

MEMORIA

Señores Accionistas de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.:

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y sus modificatorias, y cumpliendo con lo previsto en el Estatuto, el Directorio de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se complace en someter a vuestra consideración la Memoria, Inventario, Estado de Situación Patrimonial, Estado de Resultados, Estado de Evolución del Patrimonio Neto, Estado de Flujo de Efectivo, Notas, Anexos, Reseña Informativa y la información requerida por el Artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, correspondientes al décimo quinto ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2006.

La presente Memoria ha sido preparada de acuerdo a los lineamientos del Decreto N° 677/2001, que aprobó el Régimen de Transparencia en el ámbito de la Oferta Pública de la Comisión Nacional de Valores.

I. Consideraciones Generales

El marco

Por cuarto año consecutivo, en 2006 la economía argentina mantuvo su perfil de crecimiento que se inició en el segundo trimestre de 2002. El MECON¹ estableció pautas de desarrollo conservadoras de 6%, sin embargo, estimaciones del IERAL² preveían una expansión de la economía argentina cercana al 8,5%, lo que se confirmó finalmente. El año 2005 había cerrado con un incremento del Producto Interno Bruto ("PIB") de 9,2%.

La tónica de crecimiento que caracterizó a la economía nacional durante 2006 está apoyada en un contexto internacional favorable, con una economía mundial que creció en torno al 3,5%, cuando en 2005 había crecido un 3,3%. Se destaca el progreso de las economías asiáticas. China cerraría 2006 con una suba superior al 9% e India con el 7%, en tanto Japón lo hará con un valor cercano al 3%. La economía estadounidense proyecta una desaceleración cerrando con aproximadamente 3% de expansión. En tanto, América Latina crecerá en 2006 alrededor de 4,6%, similar a 2005 en el que creció un 4,5%. En ese contexto, Brasil cerrará en torno al 3,5% de crecimiento. La zona del Euro se expandirá hasta 1,5%³

La suba del petróleo que en julio de 2006 llegó al pico de U\$77 por barril, condicionó el crecimiento de las principales economías del mundo. Como consecuencia de la recuperación de la oferta y de los anuncios sobre el aumento de las existencias mundiales, en el tercer trimestre del año el crudo ubicó su precio en proximidades de U\$58 el barril.⁴

La fuerte recuperación que muestra la economía nacional que se fortaleció durante 2006, se relaciona con el positivo comportamiento de todas las variables macroeconómicas, tales como la recaudación tributaria, las reservas del BCRA⁵, el superávit fiscal, el stock de deuda pública y privada, la balanza comercial, el consumo (destacándose el durable), la inversión, la actividad industrial, la demanda de construcción, y también, como correlato, el empleo. Sin embargo, este escenario contrasta con las medidas oficiales de control de los precios al consumidor, las limitaciones de disposición de energía para la industria y el aumento de costos por incrementos salariales.

A partir de noviembre de 2006, son penalizadas económicamente las industrias que registren incrementos de consumo de energía superiores a los del año anterior. No obstante, según el Estimador Mensual Industrial ("EMI")⁶, en el año las fábricas argentinas acumularon una suba de 8,3% en su producción con relación al 2005, destacándose el

¹ Ministerio de Economía de la Nación Argentina.

² Instituto de Estudios Económicos sobre la Realidad Argentina y Latinoamericana, de la Fundación Mediterránea.

³ Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe ("CEPAL").

⁴ Fuente: West Texas Intermediate ("WTI").

⁵ Banco Central de la República Argentina.

⁶ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC").



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

incremento en los minerales no metálicos y en la producción automotriz, que en 2006 acumuló un aumento interanual de 35,1%, con 432.101 unidades.⁷

La mayor actividad fabril repercutió en un mayor consumo de energía. Según los registros de CAMMESA⁸ en los primeros 9 meses del año la suba del consumo de energía en la industria fue de 9,8%, respecto del mismo periodo de 2005. Frente a ello, la SE⁹ puso en marcha en 2006 el sistema Energía Plus que prevé incrementar la oferta de generación por medio de la incorporación de potencia adicional a cargo de generadores de las propias industrias.

El crecimiento industrial contrasta con la caída de 8,4% que mostró la producción de cereales y oleaginosas en la campaña 2005-2006, que cerró en 76,4 millones de toneladas debido a la fuerte sequía que afectó a la producción nacional.¹⁰ Sobre el final del año, los precios de las commodities se recuperaron mejorando la rentabilidad del sector.

Mientras tanto, el consumo acompañó la tendencia fabril. En 2006 se patentaron 450.040 vehículos en todo el país, lo que implica una suba de 16,6% con relación a 2005¹¹. En tanto, entre enero y noviembre de 2006 las ventas en los supermercados subieron 17,1%, y las de los servicios públicos 14,7%, apuntaladas por las ventas de aparatos celulares, que a noviembre rondaban los 30,3 millones de unidades en todo el país¹².

El índice de precios minorista se ubicó en el 9,8% anual en tanto que la inflación mayorista a diciembre de 2006 anualizada se ubicó en el 7,1%.⁶

En noviembre, el Índice de Salarios para el empleo registrado marcó una suba de 17,8% respecto de diciembre de 2005. Para los empleos no registrados, el aumento fue de 20,4% en el mismo periodo, mientras que la variación para los salarios que paga el sector público fue de 15,4%. En el tercer trimestre del año la desocupación fue de 10,2% y de 11,2% si no se consideran los Planes Jefas y Jefes de Hogar. En el mismo periodo del año anterior, se ubicó en 11,1% y 12,5%, respectivamente.⁶

El consumo de electrodomésticos y de bienes durables subió 56% a setiembre anualizado, impulsado por el congelamiento de precios hasta el 31 de diciembre de 2007 acordado entre las empresas y el Gobierno Nacional ("GN"), y el incremento del financiamiento a esos fines. En los primeros 7 meses de 2006 el stock de préstamos al consumo acumuló \$4.337 millones, el doble que en el mismo periodo de 2005.²

Otro de los sectores de mayor dinámica fue el de la construcción, que en los primeros 11 meses de 2006 muestra un aumento de 17,2% en su nivel de actividad respecto a igual acumulado del año anterior¹³. En tanto, en diciembre el costo de la construcción mostró una suba interanual de 17,9%.⁶

En los primeros 9 meses del año las compras de bienes de inversión siguieron mostrando un buen ritmo: las importaciones de bienes de capital (incluidas partes y piezas) crecieron un 22,5% interanual. Las importaciones de bienes intermedios crecieron en el primer semestre sólo un 7,4% interanual, debido a un mayor grado de sustitución de importaciones en este tipo de bienes.¹

Para el BCRA la Inversión Bruta Interna Fija ("IBIF") culminaría 2006 con un incremento interanual cercano a 17%. Asimismo, la tasa de inversión medida a precios constantes ascendería a 21,5% del PIB, superando así el registro alcanzado en 1998 de 21,1% del PIB.

El comercio exterior también mantuvo niveles de crecimiento importantes. En 2006 se contabilizaron exportaciones por U\$46.569 millones, un 15% por encima del registro del año 2005. Por su parte, las importaciones totalizaron U\$34.159 millones, un 19% por encima de 2005. De este modo, la balanza comercial alcanzó un superávit de U\$12.409 millones, 6,4% más que en el año anterior. Estas cifras se constituyen en récord de la serie histórica.⁶

⁷ Fuente: Asociación de Fabricantes de Automotores ("ADEFA").

⁸ Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A.

⁹ Secretaría de Energía de la Nación Argentina.

¹⁰ Fuente: Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentación ("SAGPyA").

¹¹ Fuente: Asociación de Concesionarios del Automotor de la República Argentina ("ACARA").

¹² Fuente: Comisión Nacional de Comunicaciones ("CNC").

¹³ Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción ("ISAC") que publica el INDEC.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Todo alienta una baja de la cantidad de personas en situación de pobreza e indigencia, que en el primer semestre de 2006 representaron 31,4% y 11,2% de la población, respectivamente, ubicándose en niveles inferiores a los vigentes en el periodo previo a la crisis.⁶

El favorable escenario económico también incidió sobre las cuentas públicas. En 2006 el GN recaudó un total de \$150.008 millones, lo que representa un incremento de 25,8% respecto de 2005¹⁴. De este modo, el superávit primario para todo el año se ubica en los \$22.990 millones, 16,9% más que en 2005¹⁵.

Los depósitos del sector privado al 29/12/06 acumulaban \$169.521 millones, un 25,5% más respecto del 30/12/05. En tanto que los préstamos al sector privado no financiero sumaban \$75.292 millones a aquella fecha, lo que implica una suba de 40,4% con relación al último día de 2005.

El stock de deuda neta del sector público nacional al 30 de junio de 2006 alcanzaba los U\$S113 mil millones¹. En ese primer semestre la política de financiamiento del GN se orientó, por un lado, hacia colocaciones de bonos en el mercado a través de licitaciones periódicas y, por otro, hacia colocaciones directas en el marco de un acuerdo entre las autoridades del país y las de la República Bolivariana de Venezuela, colocándose bonos argentinos por un total de U\$S3.945 millones.

Por otra parte, el BCRA computa U\$S32.037 millones de reservas internacionales al 29/12/06, en tanto que en ese día, el tipo de cambio del peso respecto del dólar estadounidense cerró en \$3,06.

El índice EMBI+ elaborado por la banca de inversión J.P.Morgan al 29/12/06 cerró en 216 puntos básicos, el mínimo histórico. A fines de 2005 el riesgo país se ubicaba en torno a los 500 puntos básicos, tras alcanzar en julio de 2002 su máximo en los 7.174 puntos.

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2006	2005
PIB Mundial - Variación anual %	CEPAL/BM ¹⁶	3,5	3,3
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL/BM	3,5	3,7
Datos de la economía Argentina			
PIB - Variación anual %	BCRA/MECON	8,5	9,2
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	BCRA	330,3	300,5
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	7,8	8,5
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	5,9	6,4
Stock de deuda/Exportaciones - %	IERAL	2,4	2,9
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	INDEC	7,1	10,7
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/U\$S	BCRA	3,06	3,03
Tasa de desocupación - EPH medición puntual III Trimestre - %	BCRA	10,2	11,1
Salario privado registrado – Octubre 2006 - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL	221,2	186,3
Salario sector público – Octubre 2006 - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL	141,6	125,1
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	32,0	28,1

¹⁴ Fuente: Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP").

¹⁵ Fuente: Grupo de Investigación Económica ("GIE"), del Ministerio de Economía de la Provincia de Buenos Aires.

¹⁶ Banco Mundial.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las proyecciones

El crecimiento que la economía argentina experimentó en 2006 constituye una plataforma para la consolidación de las principales variables durante 2007, un año que anticipa una expansión en el gasto y en la inversión pública, y continuidad en el control de los precios al consumidor.

La performance nacional seguirá apuntalada por un escenario externo favorable. El PIB mundial se expandirá un 3,2% en 2007. Así, continuaría el ciclo de alto crecimiento global observado desde 2003. América Latina crecerá 3,9%, Brasil en torno al 3,7%, Estados Unidos de Norteamérica 2,6% y Japón 2,1%. La actividad en zona del Euro se incrementará 2%. En tanto, China crecerá en el orden del 10%.¹⁷

Según el Presupuesto Nacional ("PN") 2007, el PIB se ubicará en \$694.195 millones. El MECON proyectó una expansión de 4% del PIB, con una inflación minorista de 7%, y un tipo de cambio nominal promedio de 3,13 \$/U\$S.

Por su parte, el BCRA proyecta un desarrollo de la economía en torno al 6,5% y un incremento en el consumo de 6%¹⁸ alentado, entre otros factores, por las nuevas rondas de negociaciones salariales, el ajuste de 13% de las jubilaciones y pensiones que comienza a regir a partir de enero y el incremento de las asignaciones familiares dispuestas en diciembre de 2006. El nivel general de salarios se incrementará 14,8%, en tanto que la desocupación, en términos anualizados, se ubicará en 8,5%¹⁸.

Siguiendo el caso de los automóviles, ACARA y ADEFA estiman que la venta de unidades nuevas alcanzará las 500 mil. Paralelamente, la IBIF crecería por quinto año consecutivo con una tasa de dos dígitos, esperándose un 13,2%, cifra importante aunque por debajo de la alcanzada en 2006¹⁸.

Para la campaña agrícola 2006/2007 se espera una siembra de 28,3 millones de hectáreas, lo que implica un crecimiento de 4,9%, respecto de la anterior. Se destaca un crecimiento de 4,4% de la superficie de soja, que rondará las 16 millones de hectáreas, un récord histórico.¹⁰

Las exportaciones seguirán en ascenso estimuladas por un tipo de cambio alto y una suba del consumo internacional. Las colocaciones rondarán los U\$S48.800 millones, 9,4% más respecto de 2006. En tanto, las importaciones se ubicarán en torno a los U\$S38.900, con una suba anual de 15,3%.¹⁸

En cuanto a las variables del sistema financiero, solamente el stock de depósitos del sector privado no financiero se ubicará en \$137.740 millones, lo que implicará un crecimiento de 16,2%, respecto del saldo de igual ítem en 2006. Por su parte, los préstamos acumularán un stock de \$88.123 millones, con una suba interanual de 17,3%.¹⁸

En términos reales, el peso se apreciaría 4,5% con respecto al dólar y las reservas internacionales crecerán a U\$S36.907 millones en el año. Se prevé que la tasa de interés nominal anual por plazo fijo a 30 días se ubicará en el 8,2%, mientras que la inflación mayorista se ubicaría en 6,1%.¹⁸

Para el IERAL, el GN proyecta un crecimiento de los ingresos del orden de 14% y del gasto primario de 15%. Con estos incrementos, el ingreso total alcanzaría los \$177.900 millones y el gasto primario, esto es, el gasto neto del pago de intereses de la deuda, los \$156.100 millones. De este modo, el superávit primario estimado por el gobierno alcanzaría los \$21.800 millones (3,1% del PIB).

En 2006 se prorrogó por ley, hasta fin de 2007, la vigencia del impuesto a los créditos y los débitos bancarios, y se confirmó que se mantendrán los derechos a las exportaciones. Con todo, la presión tributaria, esto es la recaudación como porcentaje del PIB, alcanzaría en el año el 24,3%, el mayor nivel de los últimos 15 años¹⁸. La recaudación total de impuestos nacionales y de contribuciones de la seguridad social llegaría a los \$169.000 millones¹. El PN 2007 autoriza al Poder Ejecutivo de la Nación ("PEN") a utilizar recursos del Fondo Anticíclico Fiscal, en caso de necesitar compensar una eventual merma en la recaudación.

¹⁷ Fuente: Fondo Monetario Internacional ("FMI").

¹⁸ Relevamiento de Expectativas Macroeconómicas ("REM"), que elabora el BCRA.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El GN deberá afrontar vencimientos de deuda en situación de pago normal por un total de U\$S13.566 millones, de los cuales U\$S10.043 millones corresponden a amortización de capital. Asimismo, también vencen U\$S827 millones correspondientes a la deuda pendiente de reestructuración, siendo el Club de París el principal acreedor.¹

Paralelamente, el PN 2007 prevé una asistencia a las provincias por \$6.040 millones, que incluye \$1.200 millones como aporte financiero adicional.

El crecimiento económico podría tener alguna limitación debido a las restricciones de la oferta energética. En cuanto al gas natural, continuará la segmentación del mercado, con pocas posibilidades de aumento a los consumidores residenciales, teniendo en cuenta un año electoral y una inflación minorista contenida en principio por acuerdos de precios. Con esto, el IERAL sostiene que los grandes consumidores y las industrias podrían sufrir un encarecimiento de ese insumo.

Como referencia mundial, durante 2007 el precio del barril de crudo podría ubicarse entre los U\$S64 y los U\$S67, dado que la OPEP¹⁹ anunció una baja en su producción diaria de 26,3 millones de barriles por día a 25,8 millones a partir de febrero.²⁰

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2007	2006
PIB Mundial - Variación anual %	FMI/CEPAL	3,2	3,5
PIB de Brasil - Variación anual %	FMI/CEPAL	3,7	3,5
Datos de la economía Argentina			
PIB - Variación anual %	BCRA	7,0	8,5
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	BCRA	353,5	330,3
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	IERAL	6,5	7,8
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	4,4	5,9
Stock de deuda/Exportaciones - %	IERAL	2,2	2,4
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	IERAL./INDEC	7,5	7,1
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/U\$S	BCRA	3,19	3,06
Tasa de desocupación - EPH medición puntual III Trimestre - %	BCRA	8,7	10,2
Salario privado registrado - Octubre 2006 - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL	239,4	221,2
Salario sector público - Octubre 2006 - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL	145,9	141,6
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	36,9	32,0

La región Cuyana

El contexto favorable que experimentó el país durante 2006, se reflejó en los indicadores más importantes de la región donde desarrolla sus operaciones la Sociedad, conformada por las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.

Con datos preliminares, el Producto Bruto Geográfico ("PBG") de Mendoza cerrará en 2006 en \$12.900 millones a moneda constante de 1993, 12,6% más respecto de 2005, superando la tasa de crecimiento esperada para todo el país. Para 2007 se estima que la economía mendocina crecerá a una tasa del 9%.²¹

Durante 2006 el crecimiento de los sectores tuvo la siguiente distribución: Explotación de Minas y Canteras que cerró en \$2.080,2 millones (con un aumento interanual de 22,8%); Construcciones (suba de 18%); Comercio, Restaurantes y Hoteles (suba de 16,4%); Agropecuario (suba de 16,2%); Servicios Comunales, Sociales y Personales (suba de 14,7%); Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones (suba de 10,7%); Electricidad, Gas y Agua (suba de 5,1%); y la Industria Manufacturera (suba de 4,6%). El rubro Establecimientos Financieros se mostró estable, con \$1.332,5 millones.²¹

¹⁹ Organización de Países Exportadores de Petróleo.

²⁰ Fuente: Departamento de Energía de Estados Unidos.

²¹ Fuente: Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas de la Provincia de Mendoza.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La tasa de desempleo en Mendoza llegó a un mínimo de 3,7% al 30/09/06, muy por debajo de los niveles nacionales, por el mayor número de personas empleadas que aumentó un 7% en 12 meses⁶. Los salarios formales privados han crecido 24% por encima de tasa de inflación a diciembre, respecto del 31/12/05. Los precios crecieron al 30/11/06 menos de 9% en 12 meses, con un ritmo levemente superior al de la Nación.²

Respecto de la participación de Mendoza en el mercado externo, y de acuerdo a la performance de los primeros 8 meses de 2006, sus exportaciones podrían cerrar el año con un valor de U\$S1.100 millones, lo significaría un aumento de 5% respecto de 2005. Entre tanto, continúan cayendo las ventas al exterior de petróleo y sus derivados.²

Desde el punto de vista fiscal, el Gobierno mendocino acumulaba un stock de deuda de \$3.434,2 millones al 30/06/06, con un incremento de 1,12% respecto del 31/12/05.

Por otra parte, para 2007 con las elecciones de Gobernador en puerta, se espera un incremento del gasto público de 16% (alrededor de \$4.000 millones). El acento está puesto en educación con \$1.040 millones; salud, con una proyección de inversión y de gastos de \$453 millones; y seguridad, que contará con \$375 millones. Aproximadamente, el 55% del monto total proyectado será destinado a la partida de personal.²²

El incremento de la masa salarial tiene su correlato en el consumo, sobre todo de bienes durables². Al cierre de 2006 se patentaron un total de 15.011 automóviles nuevos, 20% más respecto de 2005¹¹. Aunque no hay cifras oficiales, se espera que en 2007 el mercado crezca entre 10% y 11% respecto de 2006.

En las provincias de San Juan y San Luis se observan los efectos de la inercia del crecimiento nacional, sumada a la suba de la coparticipación nacional de impuestos. En el Gran San Juan la desocupación fue de 7,8% al 30/09/06, por debajo de la media nacional de 10,2% y del promedio para los aglomerados del interior de 8,9%. En cuanto a San Luis, la tasa de desempleo se ubicó en 2,1%, la más baja del país.⁶

Si bien no abundan datos estadísticos para estas provincias, el consumo de bienes durables siguió en alza. En 2006 el patentamiento de automóviles nuevos en San Juan cerró en 3.891 unidades, con un aumento interanual de 24,3%, en tanto que en San Luis se inscribieron 3.062 lo que representa un incremento en el año de 18,5% respecto de 2005.¹¹

En lo referido al endeudamiento, al 30/06/06 (último dato disponible) la provincia de San Juan acumulaba un stock de \$1.888 millones, con una baja de 2% respecto del 31/12/05. San Luis contabiliza un pasivo de \$165,2 millones, disminuyendo su deuda 8% con relación al saldo del último día de 2005.¹

II. La estrategia

Resulta sumamente difícil separarse sin repetir, de algunos de los conceptos ya vertidos en estos últimos años sobre aspectos centrales de la actividad y la proyección de la Sociedad. En ellos están involucrados casi con igual peso determinante los que son condicionantes de la gestión y los que han sido para bien, los resolutivos en el devenir cotidiano de esa gestión.

Por un lado, con la nueva prórroga de la Ley de Emergencia hasta el 31/12/07, un año electoral y los esfuerzos por contener la inflación, es de prever que el Gobierno Nacional mantendrá dilatada la renegociación de los contratos de concesión que unilateralmente dispusiera, y sostendrá el congelamiento de las tarifas de distribución como lo viene haciendo desde julio de 1999. La velada crisis energética mantiene aún en vilo al sistema nacional, con picos récord de demanda, sin precios que solventen las inversiones necesarias y fideicomisos que no han podido dar sus frutos en los tiempos que se esperaban.

Por otro, la firme vocación de la Sociedad por llevar a cabo una negociación efectiva dentro de parámetros de equidad económica y seguridad jurídica que determinen un marco previsible, que además permita una más rápida recuperación y normalización del sector. La mejora permanente como objetivo y la dedicación y constancia para superar los problemas derivados de la crisis desatada hace ya seis años, han permitido mantener inalterables los estándares internacionales alcanzados tanto en calidad como en seguridad en el servicio prestado, a pesar de los extraordinarios incrementos de costos no reconocidos en las tarifas.

²² Fuente: Ministerio de Hacienda de la Provincia de Mendoza.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Basada en la firme determinación, colaboración y comprensión de sus accionistas y colaboradores, puesta de manifiesto en el camino recorrido, la Sociedad cuenta con un invaluable capital para continuar con su trayectoria, bregando por el restablecimiento de las condiciones pactadas en la Licencia y superando, con todo su potencial y desde sus incumbencias, las dificultades particulares que presenta el mercado energético.

III. La actividad en 2006

Cuadro de situación

En el siguiente cuadro se presenta a los señores accionistas los principales indicadores de la actividad de la Sociedad durante el décimo quinto ejercicio, comparados con los correspondientes al periodo inmediato anterior:

Principales indicadores – Datos al 31 de diciembre de cada año	2006	2005
Clientes	423.353.-	403.972.-
Incremento acumulado desde 1993	190.773.-	171.392.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) (1)	7,2	7,5
Capacidad de transporte reservada (millones de m³ día)	4,45	4,45
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.196,5	2.166,1
Venta bruta anual en M\$ (2)	164,5	205,3
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ (2)	17,5	20,4
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ históricos	29,4	31,7
Activo fijo total en millones de \$ (2)	526,2	530,3
Monto global de inversiones anuales en millones de \$ (2)	20,8	13,4
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses (3)	6,9	4,6
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses (3)	141,1	134,2
Monto total de impuestos pagados en el año en M\$ (4)	89,2	84,3
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	10.034.-	9.847.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	187.-	387.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	4.210.-	4.023.-
Cantidad de empleados	299.-	304.-
Cantidad de clientes por empleado	1.416.-	1.329.-

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a a noviembre/2006 y a diciembre/2005.

(2) Cifras ajustadas por inflación al 28 de febrero de 2003, en millones de pesos.

(3) Dólar comprador BNA al cierre de cada mes de alta.

(4) Incluye impuestos, tasas y contribuciones Nacionales, provinciales y municipales.

La gestión

Principales aspectos de la actividad

- La Sociedad continúa realizando los esfuerzos necesarios para satisfacer los requerimientos que la demanda exige al sistema de distribución, en particular para los clientes prioritarios del servicio, no habiéndose registrado en el año 2006 limitaciones al consumo derivado de la capacidad de distribución.
- Se incrementó el sistema de distribución en 186.427 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 12.122 nuevos servicios. En comparación con el año 2005, el sistema se expandió en aproximadamente un 1,9%. Al finalizar el año 2006 alcanza una extensión aproximada a los 10.034 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 72,3% sobre redes y gasoductos recibidos.
- Aún cuando la actividad de la Sociedad no genera residuos contaminantes, la preservación y protección del medio ambiente es uno de sus objetivos principales. Las operaciones se ajustan en forma sustancial a las normas y procedimientos relativos a esta materia. En el transcurso del año se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas, por el cual se relevaron aproximadamente 2.352 kms. de redes en zonas de alta densidad habitacional y 1.555 kms. en zonas de baja densidad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación -con la concreción de 603 inspecciones- y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. En el marco de la Resolución ENARGAS N° 3.164/2005, se efectuaron las inspecciones correspondientes a establecimientos educacionales de las provincias del área de servicio.
- Con el objetivo de asegurar el normal abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, se llevaron a cabo las siguientes actividades operativas previstas en el programa anual: potenciación y renovación de redes y servicios; interconexiones de cañerías de media y baja presión; construcción del ramal paralelo Pantanillo-Mosconi Etapa II; obras de interconexión de plantas reguladoras; renovación de ramales de gasoductos en Maipú II, Mayor Drumond, y cruces del Río San Juan y del Río Quinto; alimentación del parque industrial de San Luis; ampliación y mejora de los sistemas de odorización y de protección catódica; adquisición de nuevos medidores industriales y unidades correctoras de caudales; compra de cañería para la construcción de la Etapa IV del gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; la remodelación de centros operativos y de sectores de la planta técnica; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores, todas ellas sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución atento a la coyuntura planteada por la Ley de Emergencia.
- En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida–Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantanillo Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076. La Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza y se encuentra gestionando la inclusión de las inversiones necesarias en el sistema de Fondos Fiduciarios.
- La Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante Nota SSC N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, solicitó a la Sociedad la presentación de un proyecto para el abastecimiento de gas natural a la localidad de Malargüe, que resulte técnicamente factible y económicamente conveniente para usuarios R y SGP 1° y 2° escalón, actualmente abastecidos con GLP por redes. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad presentó las siguientes alternativas: un Proyecto Básico que contempla la demanda de los clientes R y SGP 1° y 2° escalón, más las alternativas de abastecimiento a las estaciones de GNC y a los clientes SGP3; y un Proyecto Alternativo que contempla además la demanda de los centros turísticos de la zona como lo son Las Leñas y Los Molles, entre otros. A su vez cada una de estas alternativas contiene variantes de trazado.
- Los inconvenientes respecto de la disponibilidad de gas en boca de pozo, las restricciones respecto del incremento de la capacidad de transporte y las dificultades económicas generalizadas, provocaron luego de la crisis de 2001/2002 que los planes de saturación de redes se vieran demorados. No obstante, aún sin financiamiento, el estímulo de la marcada diferencia de precios entre el gas natural y los combustibles sustitutos, hizo que una gran cantidad de usuarios se incorporaran o reincorporaran a las redes de gas natural. En ese sentido, a pesar de las dificultades mencionadas, y de acuerdo con la Nota ENARGAS N° 4.596/2004, se llevaron a cabo actividades con la finalidad de atender las necesidades de expansión y abastecimiento de las redes del área licenciada.
- Se realizaron aproximadamente 1.600 anteproyectos de suministros para nuevas redes, que involucran a aproximadamente 62.000 frentistas. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron más de 93.500 llamadas con un 96% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 2.456 procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de más de 2.560.000 facturas.
- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y de las posibles sustituciones de los mismos, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que no ha existido reconocimiento alguno de esos mayores costos



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

en las tarifas. Por otra parte, los incrementos salariales dispuestos en su momento por el propio Gobierno Nacional para el sector privado de la economía y los acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.

- Con vigencia 01/05/06, se renovaron las escalas salariales del Convenio Colectivo de Trabajo aplicable al personal incluido en el mismo, acordándose un ajuste de remuneraciones de 8% a partir de mayo y de 4% adicional desde noviembre, con vencimiento del acuerdo el 28/02/07.

En lo que respecta a la estructura remunerativa gerencial se mantiene la política de retribuciones fijas acordes al mercado, con una bonificación anual sujeta al cumplimiento de objetivos gerenciales, quedando a cargo de la Sociedad la movilidad personal de esta categoría. La retribución del Directorio es fijada por la Asamblea de Accionistas, conforme lo establecen el Estatuto de la Sociedad y la Ley de Sociedades N° 19.550.

- Se mantuvo la aplicación de políticas financieras específicas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el periodo, mediante el uso adecuado del flujo de ingresos de la Sociedad. De acuerdo a lo resuelto oportunamente por la Asamblea de Accionistas, la Sociedad distribuyó en los meses de abril, julio y setiembre respectivamente, la primera, segunda y tercera cuota de tres iguales, correspondientes a los dividendos aprobados sobre los Estados Contables al 31/12/05.

- Se ejecutaron las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, la puesta en práctica de nuevas regulaciones sobre los procesos, la actualización de manuales, los cambios de estructura y definiciones de puestos de trabajo que fueron necesarios, y la emisión de informes sobre auditorías específicas realizadas, como parte del programa de mejora continua. En lo relativo a los sistemas informáticos, se continuaron desarrollando aplicaciones afines a la gestión, y se efectuaron las adaptaciones necesarias de las aplicaciones de despacho de gas y de comercial para el cumplimiento de nuevas normativas. Asimismo, se desarrollaron y finalizaron tareas complementarias a la fase 3 sobre implementación de medidas de largo plazo, previstas en el proyecto de seguridad tecnológica. También se desarrollaron actividades de mantenimiento y ajuste sobre el nuevo sistema de administración de recursos humanos y se implementó el sistema de gestión de integridad de ductos para las líneas de distribución y transmisión de gas por redes.

- Se llevó a cabo el programa anual de capacitación con desarrollo de aproximadamente 3.200 horas/hombre durante el primer semestre de 2006 aplicadas a distintos aspectos técnicos y de gestión. Institucionalmente, se llevó a cabo una masiva campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, y se organizó en la ciudad de San Juan, conjuntamente con el ENARGAS, las Jornadas de Actualización de Normas Técnicas y de Prevención de Monóxido de Carbono para Instaladores y Organismos de Seguridad.

La emergencia

- Si bien ha sido tratado oportunamente con suficiente detenimiento, resulta necesario recordar como aspectos de fondo, y al menos mientras se mantengan sus efectos sobre el marco jurídico vigente para los contratos de concesión o licencias de las empresas de servicios públicos, que la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario publicada el 07/01/02 (“Ley de Emergencia”), en principio con vigencia hasta el 31/12/03, fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por las leyes N° 25.790, publicada el 22/10/03, N° 25.972 publicada el 17/12/04 y N° 26.077, publicada el 10/01/06 (estas dos últimas leyes prorrogaron también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y sus normas complementarias). Finalmente, el 20/12/06 se publicó la Ley N° 26.204 que extiende la prórroga hasta el 31/12/07 con iguales efectos.

- A partir de la sanción por parte del PEN de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, de fecha 13/02/04, se introdujeron una serie de cambios sustanciales en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse sucedido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha continúan con aspectos pendientes de resolución.

El Decreto N° 180/2004 establece la creación de un régimen de inversiones en infraestructura de transporte y distribución de gas a través de fondos fiduciarios; el desarrollo del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”), que incluye mecanismos de reventa de capacidad de transporte en firme e interrumpible y de compra-venta de gas; el reemplazo de la categoría Venta GNC; y cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A su vez, el Decreto N° 181/2004, atañe a la relación entre la SE y los productores de gas y los habilita a firmar acuerdos que establezcan ajustes del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”) para abastecer la demanda a cargo de las distribuidoras, además de la implementación de mecanismos de protección en beneficio de usuarios que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residencial (R1, R2 y R3) y General “P” (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del consumo, con vistas a establecer una segmentación de precios –en principio sólo del gas– a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

A estos decretos le sucedieron una serie de disposiciones que han ido reglamentando los aspectos considerados por ambos decretos y que se trataron en detalle en las Memorias anteriores conforme fueron surgiendo. En la presente se incluyen las normas que por su naturaleza se destacan entre de las emitidas desde fines de 2005 y durante 2006:

- La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23/12/05 por la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del proceso de desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”), disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del Acuerdo: Grupo I Usuarios que consumieron más de 365.000 m³/año, Grupo II Usuarios que consumieron entre 180.000 y 365.000 m³/año, y Grupo III Usuarios que consumieron menos de 180.000 m³/año. Para el Grupo I confirma la fecha de unbundling para el 01/01/06, para el Grupo II establece una prórroga hasta el 01/03/06, mientras que la fecha del Grupo III será definida oportunamente por la SE. Establece además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que les corresponde adquirir el gas en forma directa; y una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa.

- Accediendo a los requerimientos de las cámaras empresarias que agrupan a las Estaciones de GNC, la SE emitió una nueva medida, la Resolución SE N° 275/2006, donde se determinó una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/04/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de Ofertas Irrevocables (“OI”) presentadas en el MEG. Además definió que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEG son las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulo de gas natural que requieren para cada estación.

Se impone además a las distribuidoras la obligación de administrar- temporariamente hasta el 30/09/06 y con su continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin la adecuada compensación. Posteriormente, por Nota SSC N° 1.624 de fecha 29/09/06, la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera realizar las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad.

- Mediante Resolución SE N° 1.329/2006 publicada el 22/09/06 se formalizó que los productores deben facturar a las estaciones de GNC el gas realmente consumido, medido por las distribuidoras más la adición del correspondiente gas retenido o gas combustible. De igual forma la SE estableció que las diferencias positivas que ocurrieren para cada periodo de facturación del gas entre los volúmenes realmente inyectados por los productores para las GNC del área de cada distribuidora versus las cantidades efectivamente facturadas por los productores a dichas GNC, podrán ser compensadas operativamente por las distribuidoras a los productores en circunstancias a acordar por las partes, o en su defecto, esas diferencias podrán ser facturadas por los productores a las prestatarias de distribución al mismo precio que esté informado a MEG en el registro del contrato con cada estación de GNC, para las cuales fueron realizadas las solicitudes que originaron esas diferencias.

- Siguiendo con el proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional, durante el mes de enero de 2006 se mantuvieron reuniones con los equipos técnicos de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la UNIREN. También se remitieron oportunamente la Memoria y Estados Contables al 31/12/05. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25/08/05. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continúa siendo unilateral y no el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos incluidos en aquellas. En particular, la última comunicación en tal sentido cursada por la Sociedad a la UNIREN fue realizada a fines del mes de enero de 2007.

La ya citada Ley N° 26.204 entre otros de sus efectos, también estableció una nueva prórroga hasta el 31/12/07 para la renegociación de los contratos de servicios públicos.

Las tarifas

Tarifas de distribución

▪ La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al MECON y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución que permanecen congeladas desde julio de 1999, tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, ya que se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I. y el factor “K”, suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II (“RQT II”), sin que hasta la fecha las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

▪ Ante la injustificada demora en que incurrió el ENARGAS para dar traslado a tarifas del último escalón del sendero de precios que debió estar vigente a partir del 01/07/05, y por la omisión de emitir en el plazo fijado en la normativa los cuadros tarifarios correspondientes al ajuste estacional que debían regir a partir del 01/10/05, la Sociedad debió, en su momento, limitar el reconocimiento del pago de este mayor precio a los productores. Ello motivó que la SE y varios productores procedieran a intimar a la Sociedad instando al pago del precio previsto en el Acuerdo, independientemente de que fuera trasladado a las tarifas finales. La Sociedad rechazó estas intimaciones resguardándose en las cláusulas expresas del Acuerdo que comprometen a la propia SE a asegurar el traslado “efectivo y oportuno” a las tarifas (conforme cláusula 6.2 del Acuerdo). Con la notificación de la Resolución ENRG N° 3.466/2006 el día 23/03/06, el ENARGAS permitió a la Sociedad recuperar de sus clientes este precio del final del sendero, mediante un plan de pagos en 8 cuotas sin recargos ni intereses y con dos meses de gracia a partir del 01/03/06. Ante esta situación, los productores aceptaron –en algunos casos con reservas- condiciones de pago equivalentes por parte de la Sociedad, para cancelar la totalidad de la deuda contraída bajo este concepto. A la fecha de la presente Memoria, han sido cancelados todas las sumas que debían ser compensadas a los Productores sin que surgieran nuevos reclamos por parte de éstos.

Esta última resolución no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/05/05, por lo cual mantuvo a los valores de octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, con un costo de gas que no refleja el valor acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS omitió nuevamente la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 01/05/06 y que debían contener las compensaciones adecuadas al costo del gas y del GLP de Malargüe, actualizando las diferencias acumuladas desde mayo de 2005 en las tarifas. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 01/10/06. Hasta la fecha el ENARGAS tampoco he emitido ni formulado observaciones o rechazo a la presentación de ajuste hecha oportunamente por la Sociedad. Ante esta situación la Sociedad procedió a requerir el 30/11/06 un Pronto Despacho ante el ENARGAS por los cuadros tarifarios que debían regir a partir del 01/10/06, conforme a la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos, y evalúa realizar un requerimiento por vía judicial a fin de obtener la adecuadas respuestas del ENARGAS.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El transporte

▪ La Sociedad mantuvo la capacidad de transporte contratada para el periodo. Asimismo, y como se mencionara oportunamente, en 2004 el Gobierno Nacional anunció, bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, que se financiarían obras de expansión en los sistemas de Transportadora de Gas del Sur S.A. (“TGS SA”) y de Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”). Como resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 de TGN SA (“CA01”), para la ampliación de la capacidad de transporte firme del Gasoducto Centro Oeste, en julio de 2004 se le adjudicó a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una reserva de capacidad firme inicial (“RMI”) que debe mantenerse en forma prioritaria con relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, TGN SA dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

De todos modos, debido a lo costoso de la expansión de los demás gasoductos en relación con ampliaciones anteriores, el ENARGAS determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de TGN SA y TGS SA, excluidos los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras pertenecientes a las categorías Residencial, SGP1 y 2.

En alternativa y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1.882/2004 del 21/12/2004, y donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación del Gasoducto Centro Oeste, YPF S.A. se compromete a ofrecer los siguientes servicios: i) De peaking (gas y transporte) de manera tal que los adjudicatarios originales del Concurso Abierto N° 01/2004 de T.G.N. S.A. puedan contar con la utilización del almacenamiento subterráneo de gas natural Lunlunta Carrizal, estimando que podría aportar un volumen de 350.000 m³/día por tratarse de su primera operación comercial; y ii) De sustitución de algunos consumos de gas ya existentes por combustible líquido, por un volumen de 250.000 m³/día, que se liberan a través de un servicio de peaking. Ambos servicios tendrán una duración de dos periodos invernales (2005 y 2006).

En ambos casos el costo final de gas y transporte no será superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del Gasoducto Centro Oeste. Para ello deberá tenerse en cuenta el costo de transporte incluyendo el correspondiente Cargo Fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado, más un valor de mercado por el gas natural.

Como alternativa de abastecimiento, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497 m³/día, por un año, para el periodo comprendido entre el 01/06/05 y el 15/09/05, que luego fue renovado para el periodo que va desde el 15/05/06 hasta el 15/09/06.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15/06/05 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de TGN SA organizado por la SE, y que alcanza a aproximadamente el 70% del valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

SGP1 y 2 y los Subdistribuidores. Por lo tanto, los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

▪ A finales del mes de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que recién estarían operativos en 2007/8. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. El Acto de presentación de las OI, tras sucesivas prórrogas, se fijó para el 30 de noviembre de 2005. En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2 y todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismas o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: 1°) consumos ininterrumpibles R, P1 y 2; 2°) requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; 3°) resto de los usuarios del mercado interno; y 4°) resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecen distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, la SE aclaró –como se menciona arriba- que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC y a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados al año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30 de noviembre de 2005 la Sociedad remitió una OI a TGN SA por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años (hasta el año 2041). Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a TGN SA por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad). El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día).

El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día. Con fecha 06/04/06 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas con relación al CA02. En dicha nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, bajo Prioridad 1 la cantidad de 847.000 m³/día a partir del 01/05/06 y 220.000 m³/día a partir del 01/05/07, totalizando 1.067.000 m³/día. En todos los casos la asignación corresponde al Gasoducto Centro Oeste de TGN SA. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. Si bien las fechas a partir de las cuales el ENARGAS asignó la capacidad responden en cierta medida a la fecha de necesidad de la misma, la ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello está supeditado a la obtención de financiamiento. A la fecha la Sociedad desconoce el plazo y las modalidades que implementará el PEN para asegurar el financiamiento de estas expansiones destinadas a usuarios ininterrumpibles y firmes.

▪ El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 mediante la cual se dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético. Mediante Decreto PEN N° 1.216/06 publicado el 18/09/06 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto N° 616/2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 05/01/07 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial,



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 01/01/07, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico equivale al 380% del costo de transporte con lo cual su acumulado -tarifa original de TGN con más los 2 cargos específicos creados- resulta equivalente a 5,5 veces la tarifa de transporte vigente a la fecha.

El gas

- La Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22/04/04- homologa el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/04” (el “Acuerdo”), que fuera suscripto el 02/04/04 entre la SE y los principales productores de gas, previendo la normalización de precios de gas en el PIST a la fecha límite que dispone el citado decreto (31/12/06). Para ello establece un procedimiento concreto que contempla un sendero de 4 ajustes progresivos para el gas que compran: (i) las distribuidoras para su segmento “industrial” (excluidos los consumos Residenciales y SGP 1 y 2); (ii) los nuevos consumidores industriales que adquieran gas natural en forma directa a los productores; y (iii) las usinas termoeléctricas que generan para el mercado interno.

Adicionalmente, se suspenden –durante la vigencia del Acuerdo- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requirió un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el Acuerdo, éste pierda vigencia.

- La Resolución SE N° 1.329/2006 actualiza el “Acuerdo” redefiniendo los conceptos que deben ser considerados como volúmenes comprometidos por los productores para el abastecimiento interno: a) cantidades adicionales redireccionadas por la SE y el ENARGAS a las distribuidoras en concepto de DDR para el abastecimiento de servicios prioritarios; b) saldos post unbundling de los volúmenes contratados por las distribuidoras a los productores; c) volúmenes contratados por los nuevos consumidores directos a los productores en virtud de las disposiciones del “Acuerdo”, de la Resolución SE N° 752/2005 y cons.; d) volúmenes a ser suministrados a estaciones de GNC bajo cualquier concepto (incluidas Inyecciones Adicionales Permanentes “IAP” y cantidades spot) por hasta la RMI; y e) volúmenes contratados con productores o comercializadores por generadores, según las definiciones del “Acuerdo” al respecto.

Durante el ejercicio se mantuvieron vigentes los acuerdos que la Sociedad lograra reestructurar durante el 2004 con tres productores de gas bajo dos contratos, por un volumen equivalente al 30% de su necesidad anual. A pesar de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco de estos Acuerdos y de los ingentes esfuerzos realizados por la Sociedad, el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., no readecuó ni aceptó ofertas por gas de la cuenca Neuquina. No obstante, continuó con provisión suficiente a requisitoria diaria de la Sociedad vía el mecanismo de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS. A comienzos de febrero de 2005 se recibió de YPF S.A. una oferta irrevocable para la provisión de la cuenca Neuquina, que no satisfacía las necesidades de la Sociedad, por lo que se realizó una contrapropuesta. Las negociaciones continuaron durante el año 2005 y, en marzo de 2006, la Sociedad remitió a YPF S.A. los términos bajo los cuales sería posible acordar la renovación del contrato por el plazo remanente del Acuerdo.

En setiembre la Sociedad manifestó formalmente, a YPF S.A. y demás productores con los cuales ha mantenido contratos vigentes hasta el 31/12/2006, su voluntad de renovar la relación contractual o fáctica de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surja de la eventual prórroga del “Acuerdo”. Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pueda emitir la autoridad regulatoria. No obstante, ante la falta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y los Productores para resolver la situación de abastecimiento a las distribuidoras al vencimiento del Acuerdo (a partir del 01/01/07), los Productores con contratos con la Sociedad manifestaron su voluntad de prorrogar estos contratos hasta el 30/04/07. En similar sentido la Sociedad recibió una comunicación de YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento durante los 2 primeros meses de 2007, durante los cuales se previó retomar las negociaciones. La Sociedad manifestó su conformidad con la prórroga y su disposición a lograr formalizar un acuerdo.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad no puede asegurar el resultado de las negociaciones y es por ello que hasta tanto se obtengan derechos contractuales sobre el gas necesario para los consumos prioritarios, la Sociedad se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

▪ Mediante instrucciones precisas, la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11/06/04 y el 25/08/04, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición 27/2004 de la SSC (actualmente reemplazada por la Resolución 659/2004 de la SE), que reglamentan restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, por cuanto corresponde a la Autoridad de Aplicación informar con la periodicidad suficiente el detalle de productores que cumplieron con la provisión al mercado interno y aquellos que incumplieron, pues en función de ello se determina el precio que se debe pagar por el gas entregado (paridad exportación o precio de cuenca, respectivamente). En tal sentido y conforme lo avalado por la SE, se solicitó al ENARGAS el traslado a tarifas de estos montos incrementales. Las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los periodos comprendidos entre el 24/04/04 y el 10/06/04 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE y el ENARGAS.

▪ Con relación a la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Asimismo, mediante la Resolución de la SE N° 419/2003 se renovó el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido, ratificado por el Decreto N° 934/2003 de fecha 22/04/03, por un periodo de un año, a un precio de salida de planta acordado en 300 \$/TM, debiendo la Sociedad complementar los volúmenes de gas requeridos con otro proveedor al ser insuficiente el cupo asignado al proveedor original. Mediante el Decreto 1.801/2004 del 10/12/04, se prorrogó con retroactividad al 01/05/04 y también por el plazo de un año dicho acuerdo de abastecimiento. La Sociedad estima que se establecerá la prórroga o un nuevo acuerdo que mantenga el cupo de gas a precio regulado aún cuando a la fecha de la presente, dicho acuerdo todavía no fue comunicado. En relación al gas natural, la Sociedad ha sido informada del cambio de titularidad del concesionario del área que abastece a Malargüe y ha rediseñado la relación comercial con el nuevo operador del área en función de la normativa aplicable, teniendo en cuenta la particular situación de que el único cliente abastecido regularmente con gas natural es la estación interrumpible de GNC, quien debe adquirir el gas en forma directa de este productor. No obstante, ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por este yacimiento y tornarse totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC con copia al ENARGAS y demás Autoridades, que a partir del 30 de abril de 2007, la Sociedad cesará la operación de dicha planta y consiguientemente no continuará con el transporte y distribución del gas natural a la GNC. La Sociedad desconoce la opinión del ENARGAS. En otro orden y desde octubre de 2003, la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565.

Los clientes

▪ La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 19.381 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 423.353, un incremento aproximado de 4,8% respecto de 2005, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 82% desde el inicio de la Licencia. En particular, se destaca el crecimiento operado en los últimos cinco años en el número de estaciones de GNC conectadas al sistema, que al cierre de 2006 totalizan 163, en contraste con las 86 que existían al 31/12/01. Como ya se apuntara, el crecimiento del número de clientes estuvo motivado fundamentalmente por los altos precios de los combustibles alternativos y sustitutos, y el congelamiento de las tarifas del gas natural.

▪ Se renovaron los contratos con los Grandes Usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/06 y el 30/04/07 adecuando los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución, ya que a partir del 1° de setiembre de 2005 todos los usuarios de esta categoría deben obligatoriamente asumir la condición de “clientes directos” adquiriendo el gas por su cuenta. En tal sentido, los compromisos asumidos son únicamente en la modalidad “sólo transporte” y contemplan un periodo de cesión de capacidad total durante el invierno por 120 ó 135 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios ininterrumpibles.

También se renovaron los acuerdos con clientes de la categoría SGG para el período comprendido entre el 01/05/06 y el 30/04/07, manteniendo en los meses invernales de mayo a setiembre inclusive, la capacidad diaria reservada vigente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

en 2004, pero permitiendo que el cliente reserve una capacidad mayor para los restantes meses de modo de facilitar una mayor disponibilidad de gas.

- El ENARGAS dictó instrucciones de carácter general que limitan la posibilidad de establecer restricciones a la parte firme de la reserva de capacidad inicial de las estaciones de GNC, confiriendo a las estaciones un derecho sobre su RMI, en la medida en que la respalden con utilización efectiva.
- Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que en 2004 y 2005 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 30 m³/hora (720 m³/día), y de ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan ser interrumpibles. Asimismo, se continuaron recibiendo solicitudes de servicio requiriendo capacidad firme de parte de clientes industriales, las que en principio no pueden ser atendidas. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.
- Durante 2004 la gran mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis presentaron a través de la cámara empresaria que las agrupa y/o individualmente, acciones judiciales solicitando la declaración de inconstitucionalidad de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004. En el marco de dichos procesos, los Juzgados Federales de Mendoza, San Luis y San Rafael ordenaron la suspensión de los efectos de los decretos mediante el dictado de medidas cautelares. A fines de 2005, las estaciones de GNC de la Provincia de San Luis presentaron desistimientos en forma individual ante la Sociedad y un escrito ante el Juzgado correspondiente. Del mismo modo, entre los meses de julio y agosto de 2006 la agrupación empresaria que nuclea a las estaciones de carga de GNC de la provincia de Mendoza (AMENA) y otra empresa que había accionado en forma individual desistieron de los procesos judiciales. En 2006 los juzgados intervinientes decretaron favorablemente los desistimientos, concluyendo los procesos judiciales. Por su parte la situación contractual de las estaciones de carga de GNC fue regularizada.

La Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio Firme GNC la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad registró en el ENARGAS los nuevos modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores. Estos nuevos modelos fueron ofrecidos a los clientes GNC para el periodo 01/05/06 al 30/04/07. No obstante, con fecha 12/05/06 el ENARGAS dispuso la prórroga de todos los contratos vigentes hasta tanto esa autoridad no aprobara los modelos definitivos de contratos. Asimismo, el ENARGAS emitió la Resolución N° 3515/2006 en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas deberán garantizar a las estaciones de GNC que cuenten únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. La medida, que tendrá vigencia hasta el 30/04/07, fue recurrida por la Sociedad y se aguardan aclaraciones respecto de su instrumentación. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante Resolución N° 3.569/2006 el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30/04/07.

- El 03/07/06 se publicó la Resolución ENARGAS N° 3538/2006 por la cual se modifica el Anexo I de la Resolución ENARGAS N° 3245/2005 del 20/07/05, con el fin de lograr un mejor cumplimiento del objeto de fomentar un uso racional de los recursos no renovables y habilitar mayores saldos energéticos para uso industrial, modificando la metodología establecida en el mencionado anexo. La primera modificación consiste en la adopción de medidas tendientes a la exposición en la factura de los datos correspondientes al consumo del periodo facturado, la temperatura media del periodo, e iguales datos para el periodo de referencia, cuando en la facturación emitida corresponda la inclusión de incentivos o cargos adicionales por ahorros o excedentes de consumo. La segunda modificación consiste en considerar la situación de aquellos usuarios para quienes se hubiera emitido una factura mínima, a fin de que la comparación de consumos no se efectúe entre periodos disímiles.

Cabe recordar que el Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE") fue creado por la Resolución N° 415/2004 de la SE a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional, y su vigencia fue establecida como permanente, desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año, por la Resolución SE N° 624/2005.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ Las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes al ejercicio anterior, se exponen en el siguiente cuadro:

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas		Variación en	
	31/12/06	31/12/05	Mm ³ (*)	%
Residenciales	427,7	446,9	-19,2	-4,3
Grandes clientes	1.215,4	1.153,2	62,2	5,4
GNC	299,0	306,0	-7,0	-2,3
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	254,4	260,0	-5,6	-2,1
Total del volumen de gas entregado	2.196,5	2.166,1	30,4	1,4

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado creció un 1,4% con respecto a 2005. El aumento de la demanda obedece principalmente a las diferencias de precio apuntadas respecto de los otros combustibles, al crecimiento manifestado en la economía y al incremento del total de clientes servidos. El clima presentó un invierno suave en comparación con los años anteriores, inclusive con 2005. Este factor y los incentivos para reducir el consumo residencial operaron a favor de una reducción del volumen de este segmento. La menor diferencia de precios entre el GNC y las naftas y el gasoil, sumada a la incertidumbre respecto del precio del gas para este segmento y de su disponibilidad en el mercado, incidió en el total vendido por las estaciones de GNC.

En el siguiente cuadro se exponen las cifras de venta distribuidas entre los principales segmentos de mercado:

Ventas brutas de gas por principales segmentos	Millones de pesos (M\$)		Variación en	
	31/12/06	31/12/05	M\$	%
Residenciales	87,2	88,9	-1,6	-1,9
Grandes clientes	22,1	27,5	-5,4	-19,5
GNC	20,3	43,8	-23,5	-53,6
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	30,5	40,8	-10,3	-25,3
Total de ventas de gas	160,2	201,0	-40,8	-20,3

En 2006 las ventas brutas en pesos estuvieron afectadas por la pesificación y el congelamiento de tarifas producido en 2002 que aún subsiste respecto de la distribución y el transporte, excepto por los incrementos en el precio del gas dispuestos en el sendero establecido en la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS y la aplicación de la Resolución ENRG N° 3.467/2006. Los efectos del unbundling se manifiestan en la disminución de la facturación a Grandes y Otros clientes, y en particular en las GNC, que a partir del 01/04/06 comenzaron a comprarse su propio gas. Respecto de los clientes residenciales, si bien hubo un incremento importante en el número de altas, el clima y los incentivos para reducir el consumo de gas hicieron negativo el efecto neto.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV. Los resultados

Situación económica-financiera

Situación patrimonial comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/06	31/12/05	Variaciones
Activo Corriente	57.930	66.606	(8.676)
Activo No Corriente	528.939	532.179	(3.240)
Total Activo	586.869	598.785	(11.916)
Pasivo Corriente	41.512	44.597	(3.085)
Pasivo No Corriente	682	1.717	(1.035)
Total Pasivo	42.194	46.314	(4.120)
Patrimonio Neto	544.675	552.471	(7.796)
Total Pasivo más Patrimonio Neto	586.869	598.785	(11.916)

La disminución del Activo Corriente entre ambos cierres obedece principalmente a la disminución de los totales disponibles en Caja y Bancos e Inversiones por \$4,5 millones, y Créditos por Ventas de \$6,2 millones. Los Otros Créditos crecieron \$1,9 millones. Los Bienes de Cambio y los Otros Activos, muestran en conjunto un incremento de \$0,1 millones.

La disminución del Activo No Corriente por \$3,2 millones tiene su origen fundamentalmente en que, si bien los Otros Créditos a largo plazo aumentaron \$0,9 millones, los Bienes de Uso disminuyen en \$4,1 millones por la suma neta entre el total de las altas de bienes de uso en 2006 (\$20,8 millones), el total de amortizaciones anuales (\$21,6 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$3,3 millones).

El Pasivo Corriente también disminuye. Al cierre las Cuentas a Pagar redujeron su saldo en \$6,0 millones y las Cargas Fiscales en \$3,9 millones. No obstante, se registra un aumento en Remuneraciones y Cargas Sociales por \$0,4 millones, en Otros Pasivos por \$6,1 millones, y en Provisiones por \$0,4 millones. Los incrementos en Otros Pasivos se integran fundamentalmente con aumentos que registran los saldos por los cargos por el Programa de racionalización del uso del gas y del Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.

El Pasivo No Corriente acusa una baja de \$1,0 millón fundamentalmente por la disminución de bonificaciones a otorgar a clientes.

Estructura de resultados comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/06	31/12/05	Variaciones
Ventas netas	164.557	205.309	(40.752)
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(112.634)	(151.307)	38.673
EBITDA (*)	51.923	54.002	(2.079)
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(21.596)	(21.869)	273
Resultado operativo ordinario - Ganancia	30.327	32.133	(1.806)
Resultados financieros y por tenencia – Ganancias	3.211	2.730	481
Otros ingresos netos	85	2.992	(2.907)
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	33.623	37.855	(4.232)
Impuesto a las ganancias (Nota 5.h) a los estados contables)	(16.125)	(17.473)	1.348
Utilidad neta	17.498	20.382	(2.884)
Utilidad neta por acción (Nota 4.g) a los estados contables)	0,087	0,101	(0,014)

(*) EBITDA: Resultado operativo ordinario más amortizaciones y depreciaciones.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El resultado neto del ejercicio al 31/12/06 es una ganancia de \$17,5 millones, con una disminución de \$2,9 millones (14,2%) con respecto a la ganancia registrada en el ejercicio anterior, que ascendió a \$20,4 millones.

El EBITDA acusa una disminución aproximada de 3,9% con respecto a 2005, pero lo más relevante ha sido su caída – a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999- de más del 48% (\$48,4 millones) comparado con 2001 (\$100,3 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes.

El mayor impacto entre ambas utilidades finales está dado por el efecto neto entre: **(i)** la disminución de 19,9% de las ventas en pesos con respecto al 31/12/05 (originado conjuntamente y con distintos efectos, en la menor venta de gas por efecto del unbundling, en la diferente distribución de la venta por segmentos de clientes, y en un leve incremento del volumen de gas operado de aproximadamente 1,4%); **(ii)** la disminución en el costo de ventas y en los gastos de comercialización y administración, que en conjunto descendieron un 22,5% al 31/12/06 respecto del 31/12/05. El costo de ventas disminuyó 26,4% fundamentalmente por el efecto de la disminución de las compras de gas provocada por el unbundling, ya que los costos de distribución se incrementaron 2,4%. Los gastos de comercialización y administración disminuyeron 3,9%; **(iii)** la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/06, 17,6% más respecto de los correspondientes al 31/12/05, como consecuencia de una mayor tenencia de fondos en dólares estadounidenses en 2006 y una paridad al 31/12/06 de \$3,022 por U\$S comprador, frente a \$2,992 que cotizaba al 31/12/05; y **(iv)** la disminución de \$2,9 millones (96,7%) de los Otros ingresos netos respecto del ejercicio anterior, al no operarse recuperos de provisiones como al 31/12/05.

El impuesto a las ganancias disminuyó en \$1,3 millones, aunque aumentó su incidencia efectiva del 46,2% al 48% sobre el resultado antes del impuesto.

Posición financiera (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/06	31/12/05	Variaciones
Activo Corriente Financiero	28.662	33.182	(4.520)
Total Activo Financiero	28.662	33.182	(4.520)
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	28.662	33.182	(4.520)

La Posición Financiera Neta al cierre de 2006 es positiva en \$28,7 millones, mostrando una disminución del saldo en \$4,5 millones con respecto al que cerró el ejercicio 2005.

Indices

Tipo de índice	31/12/06	31/12/05	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,40	1,49	(0,09)
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,29	1,39	(0,10)
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	12,91	11,93	0,98
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,08	0,08	0,00
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,93	0,92	0,01
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,90	0,89	0,01
Rentabilidad (Res. del ejercicio / Pat. Neto promedio)	0,03	0,04	(0,01)
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,05	1,06	(0,01)
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,28	0,34	(0,06)
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,95	0,59	1,36



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Política de dividendos

Conforme a los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes, como política de distribución, en cuanto fuera posible, el Directorio ha recomendado el pago de dividendos anticipados en el transcurso del cuarto trimestre de cada año, y en oportunidad de la Asamblea Ordinaria, los dividendos definitivos. Debido a las particulares condiciones que afectaron la actividad y adoptando medidas prudentes conforme la realidad de los flujos de fondos, la Sociedad ha distribuido dividendos en los últimos años bajo el régimen de cuotas periódicas sin exceder los seis meses desde la fecha de la Asamblea de Accionistas que los dispuso, con pago de la primer cuota dentro de los 30 días de celebrada la misma.

Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2006 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$17.498.249,76 con una utilidad de \$0,086 por acción, disminuyendo el rendimiento por acción respecto del año 2005, que todavía se encuentra muy por debajo del promedio alcanzado en los años previos a la crisis de 2001/2002. Diferencia que adicionalmente a lo que se expone en los respectivos Estados Contables y lo descrito en la presente Memoria, es consecuencia, fundamentalmente, de los efectos de la pesificación y congelamiento de las tarifas, y la devaluación y subsecuente inflación -principalmente de 2002- que incrementaron y luego mantuvieron altos los costos operativos en 2006, no compensados debidamente en las tarifas por imperio de la Ley de Emergencia y la indefinición que aún subsiste respecto del Contrato de Concesión.

Por razones legales y estatutarias, corresponde aplicar no menos de 5% de la utilidad del ejercicio al incremento de la Reserva Legal.

Por aplicación de la Ley de Sociedades N° 19.550, otras normas específicas y el Estatuto Social, el Directorio somete a consideración de la Asamblea de Accionistas la siguiente propuesta de distribución de los resultados no asignados al cierre del ejercicio 2006, debiendo considerar que las cifras expuestas provenientes de ejercicios anteriores están expresadas en moneda constante al 28/02/03, conforme se indica en Nota 4 a) a los Estados Contables del 31/12/06:

Resultados No Asignados provenientes de ejercicios anteriores - Ganancia	\$ 9.630.224.-
Resultado del ejercicio – Ganancia (1)	\$ 17.498.250.-
Total de Resultados No Asignados al cierre del ejercicio - Ganancia	\$ 27.128.474.-
a Reserva Legal	\$ 874.913.-
a Honorarios de Directores	\$ 150.000.-
a Honorarios de Comisión Fiscalizadora	\$ 72.000.-
a Bonos de Participación al Personal	\$ 87.931.-
a Dividendos en efectivo (Total a pagar en cuotas periódicas)	\$ 25.293.911.-
a Resultados no asignados	\$ 959.650.-

(1) Este importe incluye en concepto de provisión, \$150.000.- como Honorarios de Directores, \$72.000.- como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$87.931.- como Bonos de Participación al Personal.

V. Perspectivas para el próximo ejercicio

Del contexto

Puede decirse que la inercia de la expansión de la economía argentina al cierre de 2006 tendrá un efecto de arrastre para el 2007 mayor al esperado, que con los aumentos en el crédito al sector privado y los incrementos en los salarios y jubilaciones, se potenciará el consumo. La clave estará en que la economía reciba la inyección de inversiones suficientes para hacer que la oferta haga frente, al menos en una parte sustancial, al crecimiento de la demanda de bienes y servicios. De lo contrario, se estarán complicando las condiciones para estabilizar el nivel anual de la inflación en valores que puedan ser absorbidos sin licuar el tipo de cambio, el poder adquisitivo de la población y los propios logros alcanzados en materia de crecimiento económico del país.

Las obligaciones en materia de deuda externa resultan manejables en comparación con los años precedentes y su relación con las principales variables macroeconómicas, las reservas del BCRA continuarán en crecimiento, el superávit fiscal y el saldo de la balanza comercial también, pero el Gobierno Nacional no deberá descuidar el nivel del gasto, particularmente en un año electoral como lo será el 2007.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los efectos de la política nacional se hacen sentir en las provincias que integran la región servida por la Sociedad, conjugándose los aspectos particulares de cada administración provincial, con las cuestiones no resueltas de distribución de los ingresos nacionales coparticipables. Se estará en instancias en que las provincias podrían caer en déficit fiscal si no contienen sus gastos y sus erogaciones financieras con motivo de deudas que en algunos casos han ido creciendo.

Finalmente, si bien se ha dado paso a acciones que procuran revertir las dificultades del sector energético, las soluciones a los problemas que enfrenta el país en esta materia tienen un tiempo que puede ser diferente al que requiere su desarrollo económico. Como se ha venido expresando en los últimos años, es absolutamente necesario que el Gobierno Nacional posibilite con mayor apertura el cierre de las negociaciones con las prestatarias de servicios públicos, dentro de un marco jurídico que asegure previsibilidad y continuidad a lo pactado, y que genere el necesario reacomodamiento de las tarifas de distribución.

Principales actividades previstas para el 2007

- En el contexto de las limitaciones impuestas por la particular situación en la que se desenvuelve la actividad de la Sociedad, se prevé:
 - Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, habiéndose proyectado invertir durante el año \$15,6 millones. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de construcción de nuevas cámaras reguladoras de presión, de potenciamiento, estandarización y ampliación de las existentes; de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; de construcción de puentes, pantallas y lozas, y adecuación de cauces aluvionales; de interconexiones de redes, salidas de las plantas reguladoras y sistemas de bloqueo; instalación de equipos rectificadores y probetas de corrosión, renovación de dispersores e incorporación de nueva tecnología en materia de protección catódica; reemplazo e instalación de nuevos medidores industriales y adquisición de medidores para clientes residenciales; refuncionalización y ampliación de las instalaciones edilicias, y la adquisición y puesta en servicio de vehículos nuevos.
 - Continuar con las gestiones tendientes a obtener las aprobaciones necesarias para la constitución de los fideicomisos que permitan la construcción de las obras propuestas para satisfacer la demanda en el área de distribución de la Sociedad.
 - Desarrollar, conforme la política comercial proyectada, los programas técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio. A nivel institucional, se llevarán a cabo las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono. Se estima posible que el total de clientes durante el nuevo ejercicio tenga una expansión de aproximadamente el 4% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas.
 - Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de nuevas variaciones en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
 - Sostener la capacidad de transporte comprometida por acuerdos y la asignación de la capacidad de transporte disponible en función a las prioridades que fija el Marco Regulatorio, el Decreto N° 180/2004 y las posteriores disposiciones que pudiere emitir la SE. En cuanto a cantidades adicionales se refiere, se continuará con el cumplimiento de lo que se requiera en el marco del resultado del CA02 de TGN SA, requiriendo su pronta puesta a disposición, ya que está destinada a demanda prioritaria, y que hasta tanto se construyan las ampliaciones a gasoductos, se provean las soluciones coyunturales que sean necesarias para satisfacer esta demanda, entre ellas la prórroga del Decreto N° 1.882/2004 o medidas equivalentes.
 - Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda ininterrumpible de la zona, como así también, evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad, en el marco de las nuevas disposiciones que adopte el PEN en relación al aseguramiento de la disponibilidad de gas natural para los servicios prioritarios (Residencial, SGP 1 y 2 y SDB) que deba abastecer la Sociedad.
 - Continuar el estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, postergando el otorgamiento de nuevos



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

proyectos y factibilidades técnicas de futuros clientes, en la medida que se observen restricciones y no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.

- Continuar la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN, teniendo en cuenta que el periodo de emergencia fue extendido hasta el 31/12/07.
- Llevar a cabo las nuevas etapas previstas en los proyectos de lanzamiento de una página web institucional, del nuevo sistema de recursos humanos, y del desarrollo o actualización de aplicaciones al servicio de actividades técnicas, comerciales, administrativas y de gestión de recursos. En cuanto a procedimientos y manuales, se continuará con la revisión y ajuste de los existentes, y la generación de la normativa que se requiera para nuevos procesos, contemplando los cambios de estructura que fueren necesarios. Como parte del proceso de control interno de la Sociedad, se ejecutará un plan de auditorías técnicas, comerciales y administrativas con acento en el control de la aplicación de las medidas preventivas y también correctivas tomadas a resultados de auditoría anteriores. Asimismo, se desarrollará un programa de revisión de control interno por parte de una consultora externa.
- Durante el mes de enero 2007 se anticiparon las negociaciones con el Sindicato respecto de la renovación del convenio colectivo, acordándose abonar una bonificación de \$300.- por persona y por única vez, y un ajuste promedio de 5,7% a partir del 01/03/07, con vigencia hasta el 30/06/07. En el transcurso del segundo trimestre se reestablecerán las negociaciones con el Sindicato para renovar el convenio colectivo que rija desde el 01/07/07. Asimismo, se desarrollará durante el año el plan de capacitación interanual previsto, que comprende un estimado de 6.000 horas/hombre.
- Financieramente, se continuará con el estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales, y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

VI. Consideraciones finales

La Sociedad ha cerrado un ejercicio en el que muestra datos cuantitativos y cualitativos que reflejan una razonable evolución producto de sus políticas de gestión, dentro del contexto de incertidumbre señalado y de las singulares circunstancias en que se han desarrollado sus actividades.

El nuevo ejercicio se inició con renovadas expectativas respecto de la superación de la situación del sector. Aún se transita un tiempo de espera en la concreción de inversiones en distintas áreas del sector energético y todavía no se dispone de los resultados de las que están en curso. Se reitera la necesidad de definir políticas de largo plazo que permitan el natural desarrollo y normalización de todas las actividades relacionadas, en un marco de respeto por los acuerdos y la estabilidad normativa.

Iniciando el sexto año en el que se mantienen vigentes la Ley de Emergencia y normas complementarias, la Sociedad renueva sus votos para que la razón y la equidad sean protagonistas en el proceso de renegociación de los contratos de servicios de gas natural, materializadas en el reconocimiento de sus derechos y en el restablecimiento adecuado de la ecuación económica de la Licencia.

Solo resta expresar nuestro reconocimiento a quienes con su participación y esfuerzo posibilitaron que la Sociedad afrontara las dificultades que las circunstancias impusieron en el ejercicio cerrado. Agradecemos muy especialmente a nuestros clientes y colaboradores, a nuestros accionistas Inversora de Gas Cuyana S.A., ENI S.p.A., LG&E Power Argentina III LLC, Programa de Propiedad Participada y tenedores de acciones en oferta pública. Asimismo, hacemos extensivo nuestro agradecimiento a los gobiernos provinciales y municipales; al ENARGAS y otros organismos de contralor; a los entes provinciales, a los proveedores y contratistas, a las instituciones financieras; y a todas las empresas distribuidoras, transportistas y productoras de gas, con quienes hemos cultivado sanos vínculos de cooperación y trabajo.

Buenos Aires, 7 de febrero de 2007.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Suipacha 1067, 5° piso frente - Buenos Aires

**EJERCICIOS ECONOMICOS N° 15 y 14
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2006 y 2005**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 y 2005

Actividad principal de la Sociedad: **Prestación del servicio público de distribución de gas natural por cuenta propia, o de terceros o asociados a terceros en el país.**

Fecha de inscripción en el Registro Público de Comercio: **1° de diciembre de 1992.**

Número de registro en la Inspección General de Justicia: **11.669 del Libro 112 Tomo "A" de Sociedades Anónimas.**

Clave única de identificación tributaria: **33-65786558-9**

Fecha de finalización del Contrato Social: **30 de noviembre de 2001.**

Modificación del Estatuto (última): **7 de marzo de 2006; inscrita en la Inspección General de Justicia el 31 de julio de 2006.**

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

Información sobre la Sociedad Controlante en Nota 9.

**COMPOSICION DEL CAPITAL
al 31 de diciembre de 2006
(expresado en pesos)**

Clases de Acciones	Suscripto, integrado e inscripto (Nota 10)
Acciones ordinarias y escriturales de valor nominal \$ 1 y con derecho a un voto por acción:	
Clase A	103.199.157
Clase B	78.917.002
Clase C	20.235.129
TOTAL	202.351.288

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 y 2005

1 de 2

(cifras expresadas en miles de pesos -Nota 4-)

	<u>31 de diciembre de 2006</u>	<u>31 de diciembre de 2005</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	3.028	5.018
Inversiones (Anexos C y D)	25.634	28.164
Créditos por ventas (Nota 6.b)	20.241	26.417
Otros créditos (Nota 6.c)	4.493	2.600
Bienes de cambio	688	595
Otros activos (Nota 6.d)	3.846	3.812
Total del activo corriente	<u>57.930</u>	<u>66.606</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Otros créditos (Nota 6.e)	2.735	1.848
Bienes de uso (Anexo A)	526.161	530.320
Activos intangibles (Anexo B)	43	11
Total del activo no corriente	<u>528.939</u>	<u>532.179</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>586.869</u>	<u>598.785</u>

**Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan,
son parte integrante de estos estados.**

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ESTADO DE SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 y 2005

2 de 2

(cifras expresadas en miles de pesos -Nota 4-)

	<u>31 de diciembre de 2006</u>	<u>31 de diciembre de 2005</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.f)	12.936	18.937
Dividendos a pagar (Notas 9 y 13)	29	22
Cargas fiscales (Nota 5.g)	8.156	12.103
Remuneraciones y cargas sociales	2.401	2.029
Otros pasivos (Nota 6.g)	12.344	6.267
Previsiones (Anexo E)	5.646	5.239
Total del pasivo corriente	<u>41.512</u>	<u>44.597</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Otros pasivos (Nota 6.h)	682	1.717
Total del pasivo no corriente	<u>682</u>	<u>1.717</u>
TOTAL DEL PASIVO	<u>42.194</u>	<u>46.314</u>
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	<u>544.675</u>	<u>552.471</u>
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u><u>586.869</u></u>	<u><u>598.785</u></u>

**Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan,
son parte integrante de estos estados.**

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ESTADOS DE RESULTADOS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos, excepto las cifras de utilidad neta por acción expresadas en pesos -Nota 4-)

	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Ventas (Nota 6.i)	164.557	205.309
Costo de ventas (Anexo F)	(105.262)	(143.019)
Utilidad bruta	59.295	62.290
Gastos de administración (Anexo H)	(10.593)	(10.039)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(18.375)	(20.118)
Utilidad operativa	30.327	32.133
Resultados financieros y por tenencia generados por activos:		
Intereses	3.382	2.543
Diferencias de cotización	74	168
Otros resultados por tenencia	322	370
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(528)	(402)
Diferencias de cotización	(39)	51
Resultados financieros y por tenencia	3.211	2.730
Otros ingresos netos (Nota 6.j)	85	2.992
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	33.623	37.855
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(16.125)	(17.473)
Utilidad neta del ejercicio	17.498	20.382
Utilidad neta por acción (Nota 4.f)	0,086	0,101

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ESTADOS DE EVOLUCION DEL PATRIMONIO NETO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(expresados en miles de pesos -Nota 4-)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS			TOTAL DEL PATRIMONIO NETO AL	
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL	31/12/06	31/12/05
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	23.697	35.943	59.640	552.471	563.289
Disposición de la Asamblea Ordinaria de Accionistas del 07/03/2006								
- Reserva Legal	-	-	-	1.019	(1.019)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo (Nota 13)	-	-	-	-	(25.294)	(25.294)	(25.294)	(I) (31.200)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	17.498	17.498	17.498	20.382
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	290.480	492.831	24.716	27.128	51.844	544.675	552.471

(I) Disposición de la Asamblea Ordinaria de Accionistas del 29/04/2005

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)
C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ESTADOS DE FLUJO DE EFECTIVO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(expresados en miles de pesos -Nota 4-)

VARIACIONES DEL EFECTIVO	31/12/2006	31/12/2005
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	32.559	29.806
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	28.517	32.559
(Disminución) aumento neto de efectivo y equivalentes de efectivo	(4.042)	2.753
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta del ejercicio	17.498	20.382
Impuesto a las ganancias e intereses ganados y perdidos en el ejercicio	15.061	16.438
Ajuste por resultados financieros y por tenencia del efectivo y sus equivalentes	(2.093)	(1.645)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	21.591	21.864
Amortización de activos intangibles	5	5
Resultado por venta de bienes de uso	(215)	-
Bajas de bienes de uso	1.138	1.021
Disminución de la provisión para desvalorización de inversiones	-	(549)
Aumento de la provisión para deudores de cobro dudoso	35	2.082
Aumento (Disminución) de la provisión para juicios y contingencias	729	(1.338)
Diferencias de cotización, intereses, actualizaciones y otros resultados financieros generados por pasivos	39	(51)
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Disminución de inversiones	478	277
Disminución (aumento) de créditos por ventas	6.141	(737)
Aumento de otros créditos	(655)	(1.554)
Aumento de bienes de cambio	(93)	(29)
Aumento de otros activos	(34)	(400)
(Disminución) de cuentas por pagar	(6.703)	(2.757)
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	372	597
(Disminución) aumento de cargas fiscales	(1.579)	1.474
Aumento de otros pasivos	5.252	3.017
Impuesto a las ganancias pagado	(18.768)	(14.042)
Pago de juicios	(322)	(348)
Intereses cobrados	1.592	1.437
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	39.469	45.144
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Adquisición de bienes de uso	(20.355)	(12.461)
Adquisición de activos intangibles	(37)	(2)
Cobros por venta de bienes de uso	500	-
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(19.892)	(12.463)
ACTIVIDADES DE FINANCIACION		
Pago de intereses de dividendos	(418)	(373)
Pago de dividendos	(25.294)	(31.200)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(25.712)	(31.573)
RESULTADOS FINANCIEROS Y POR TENENCIA GENERADOS POR EFECTIVO O SUS EQUIVALENTES		
Intereses	1.790	1.107
Diferencias de cotización	74	168
Otros resultados por tenencia	229	370
(DISMINUCION) AUMENTO NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	(4.042)	2.753

Las notas 1 a 14 y los anexos complementarios A, B, C, D, E, F, G y H que se acompañan, son parte integrante de estos estados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

INDICE

<u>Nota N°</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
1	Constitución e inicio de operaciones.	8
2	Marco regulatorio.	8
3	La normativa de emergencia. Afectaciones.	14
4	Bases de presentación de los Estados Contables.	25
5	Criterios de valuación.	27
6	Detalle de los principales rubros de los Estados Contables.	33
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	35
8	Concentración de operaciones.	36
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	37
10	Capital Social.	38
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad.	40
12	Medio ambiente.	47
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	47
14	Contingencias.	48

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(cifras expresadas en miles de pesos, excepto las cifras de utilidad neta por acción o donde se indique en forma expresa -Nota 4-)

NOTA 1 - CONSTITUCION E INICIO DE OPERACIONES

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. ("la Sociedad") fue constituida el 24 de noviembre de 1992 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E.

El Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), por medio del Decreto N° 2.453 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis ("la Licencia"), por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28 de diciembre de 1992) con opción a una extensión de 10 años, como se detalla en la Nota 2.c.

El 28 de diciembre de 1992 se firmó y entró en vigencia el Contrato de Transferencia ("el CT") de las acciones representativas del 60% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el Estado Nacional, Gas del Estado S.E., la Provincia de Mendoza e Inversora de Gas Cuyana S.A., que es el consorcio adjudicatario de la licitación. En dicha fecha, Gas del Estado S.E. transfirió a la Sociedad los activos afectados al servicio licenciado, netos de pasivos, como aporte irrevocable de capital en los términos de los Decretos PEN N° 1.189/92 y 2.453/92.

El 29 de diciembre de 1992 se llevó a cabo la toma de posesión efectiva de las instalaciones y la Sociedad inició sus operaciones.

NOTA 2 - MARCO REGULATORIO

a) Aspectos generales

El sistema de distribución de gas natural está regulado por la Ley N° 24.076 ("la Ley del Gas") que, junto con el Decreto del PEN N° 1.738/92, otros decretos regulatorios, el Pliego de Bases y Condiciones ("el Pliego"), el CT y la Licencia, establecen el marco legal de la actividad de la Sociedad.

La Ley del Gas crea el Ente Nacional Regulador del Gas ("ENARGAS") como entidad reguladora para administrar y llevar a cabo lo establecido por la misma y las regulaciones aplicables. En consecuencia, la Sociedad también está sujeta a las reglamentaciones emanadas del ENARGAS.

La jurisdicción del ENARGAS se extiende al transporte, venta, almacenaje y distribución del gas. Su mandato, de acuerdo con lo expresado en la Ley del Gas, incluye la protección de los consumidores, el cuidado de la competencia en la provisión y demanda del gas y el fomento de las inversiones de largo plazo en la industria del gas. El ENARGAS tiene, entre sus facultades, el establecimiento de las bases de cálculo de las tarifas, su aprobación y contralor. También posee la facultad de requerir información para verificar el cumplimiento de la Ley del Gas y su reglamentación.

b) Tarifas de distribución

Las tarifas de distribución de gas deben ser calculadas en dólares estadounidenses y deben expresarse en pesos, conforme a la Ley N° 23.928 de Convertibilidad ("Ley de Convertibilidad") o la que la reemplace, en el momento de la aplicación a la facturación (Nota 3). Las mismas fueron establecidas en la

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

privatización y están sujetas a las siguientes clases de ajustes de tarifas según lo dispuesto por el Decreto N° 2.453/92, a saber:

- por variación en el Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales de los Estados Unidos de Norteamérica ("P.P.I.");
- por variación del precio de compra y/o transporte de gas;
- por revisión quinquenal de las tarifas por parte del ENARGAS;
- por circunstancias objetivas y justificadas, previa autorización del ENARGAS;
- por cambios en los impuestos, excepto en el impuesto a las ganancias.

Los ajustes de tarifas como consecuencia del ajuste semestral por variación en el P.P.I., deben producirse en enero y julio de cada año. Respecto del ajuste que correspondía efectuar a partir del 1° de enero de 2000, el ENARGAS dictó la Resolución N° 1.469 del 10 de enero de 2000, con el acuerdo previo de las licenciatarias de transporte y distribución, por la cual difirió para el 1° de julio de 2000 la facturación de los ingresos devengados por la aplicación de este ajuste.

Asimismo, mediante el Decreto N° 669 publicado en el Boletín Oficial el 8 de agosto de 2000, el PEN con acuerdo previo de la Sociedad junto con las otras licenciatarias de transporte y distribución de gas y el ENARGAS, resolvió diferir con carácter excepcional y por única vez, con sus intereses compensatorios: (i) la facturación de los ingresos devengados provenientes del ajuste que correspondía aplicar por el primer semestre del año 2000 (3,78%) en un plazo inferior a un año contado a partir del 1° de julio de 2000, y (ii) la facturación de los ingresos devengados provenientes del ajuste que correspondía aplicar por variaciones en el P.P.I. desde el 1° de julio de 2000 hasta el 30 de setiembre de 2002 (variación al 30 de setiembre de 2002: 1,40%), a partir del 1° de julio de 2002. Posteriormente, el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8 resolvió dejar en suspenso la aplicación de este decreto fundado en una supuesta contradicción entre el ajuste por P.P.I. previsto en la Licencia y la Ley de Convertibilidad. Con fecha 9 de octubre de 2001 la Sala V de la Cámara Federal en lo Contencioso Administrativo confirmó la medida cautelar dictada en primera instancia sin dictaminar sobre el fondo de la cuestión, la que fue confirmada por la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN").

En relación a esta medida cautelar: (i) el ENARGAS comunicó a la Sociedad que, acatando la medida judicial, la tarifa a aplicar a partir del 1° de julio de 2000 debía contemplar el nivel tarifario anterior al decreto suspendido hasta tanto haya una resolución judicial definitiva, y (ii) la misma ha sido apelada por el Gobierno Nacional y las licenciatarias, en base a la legislación vigente.

Con fecha 30 de marzo de 2006 y en relación a la cuestión de fondo, el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8 corrió traslado de la demanda, el que fue evacuado en calidad de terceros por la Sociedad.

El replanteo de la situación mencionada anteriormente no implica de ningún modo para la Sociedad la renuncia a sus derechos y las acciones que pudiera ejercer en virtud de las disposiciones del Marco Regulatorio, las que por otra parte, obligan al Gobierno Argentino como otorgante y garante de su Licencia.

Los ajustes de tarifas que surgen como consecuencia de la variación en el precio de compra del gas deben producirse dos veces al año, antes de la temporada invernal y estival.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

De acuerdo con la Ley del Gas, el ENARGAS podrá limitar el traslado de aumentos en el costo de adquisición del gas a las tarifas de venta si determinase que los precios acordados por la Sociedad exceden de los negociados por otras distribuidoras en situaciones que dicho ente considere equivalentes. No obstante, el Decreto PEN N° 1.738/92 establece que las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas a las distribuidoras bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se determine en la correspondiente habilitación.

Con respecto a la revisión quinquenal de tarifas ("RQT"), el ENARGAS es responsable de determinar las tarifas de distribución que tendrán vigencia durante cada periodo de cinco años. En función de esta revisión, las tarifas de distribución son ajustables por un factor de eficiencia "X" y un factor de inversión "K", los cuales fueron fijados en cero para el periodo inicial de cinco años, finalizado el 31 de diciembre de 1997.

Debido a que las tarifas de distribución deben proporcionar un retorno razonable y que el beneficio de la mayor eficiencia debe ser trasladado al consumidor, la inclusión de un factor de eficiencia resulta en una disminución quinquenal en las tarifas de distribución, considerando que la compañía distribuidora baja anualmente los costos a través del aumento de la eficiencia operativa. La inclusión del factor de eficiencia en el sistema de precios le proporciona a la misma un incentivo para reducir costos. Si la compañía distribuidora puede disminuir sus costos más rápidamente que las tasas implícitas contenidas en el factor de eficiencia, tales reducciones pueden incrementar sus ganancias; si en cambio la distribuidora no alcanza o no supera esa tasa, el déficit reduce sus ganancias.

La inclusión del factor de inversión en la fórmula tiene por objeto permitir un aumento en las tarifas de distribución para compensar a las distribuidoras por ciertas inversiones que se realicen durante el periodo correspondiente de cinco años. Las inversiones contempladas por el factor de inversión son aquellas diseñadas para mejorar la eficiencia, seguridad o confiabilidad del sistema.

El 30 de junio de 1997 el ENARGAS dictó la Resolución N° 463, que establece los niveles de disminución y aumento de tarifas por factor "X" y "K", respectivamente, y define las metodologías de aplicación y las categorías tarifarias sobre las cuales se aplican los factores. Esta resolución es aplicable para el quinquenio 1998-2002.

El factor "X" allí definido fue del 4,8% aplicable al margen de distribución (tarifas netas del costo del gas, del costo ponderado de transporte y de su gas retenido) sólo en las categorías de clientes ininterrumpibles, apropiado de una sola vez al inicio del quinquenio a partir del 1° de enero de 1998.

Asimismo, el factor "K" está pautado que sea aplicable en forma incremental durante el quinquenio hasta totalizar aproximadamente 2,6% del margen de distribución aplicable a las categorías residencial y general "P", en compensación de inversiones en el sistema que efectuará la Sociedad de acuerdo a la Resolución del ENARGAS N° 463 del 30 de junio de 1997. En este marco, por la Resolución N° 2.061 del 3 de enero de 2001, el ENARGAS aprobó el factor de inversión que se aplica a partir del primer semestre de 2001, el cual significa un incremento acumulado de aproximadamente el 1,82 % sobre el margen de distribución.

La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía de la Nación ("MECON") y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas –congeladas desde 1999- tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, ya que no sólo se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I., el factor "K" y el costo promedio de transporte, suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II ("RQT II"), sin que hasta la fecha de emisión de los presentes Estados Contables las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Adicionalmente, desde el mes de mayo de 2002 en adelante el ENARGAS sucesivamente aprobó cuadros tarifarios provisorios, suspendiendo también los ajustes estacionales solicitados por variación del precio del gas previstos por la Ley del Gas y sus decretos reglamentarios (Nota 3).

Los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de mayo de 2005 fueron posteriormente rectificadas por el ENARGAS para los segmentos R1, R2 y R3, SGP1 y SGP2, retro trayéndolos a los valores correspondientes a octubre de 2004 con un valor gas incluidos en las tarifas inferior al que hubiera correspondido. La Sociedad presentó los recursos y reclamos que en cada caso corresponden.

El ENARGAS omitió emitir oportunamente los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas que debían tener vigencia a partir del 1° de julio de 2005 y que debían reflejar el último incremento en el precio del gas acordado por la Secretaría de Energía ("SE") con los productores y que fuera homologado por Resolución N° 208/2004 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS"). Tampoco el ENARGAS emitió en el plazo que fija la normativa, los cuadros tarifarios que debían establecer las tarifas a partir del 1° de octubre de 2005. Ambas situaciones fueron reclamadas por la Sociedad. Recién con fecha 23 de marzo de 2006 el ENARGAS procedió a notificar la Resolución ENRG N° 3.466/2006 con los cuadros tarifarios con vigencia retroactiva al 1° de julio de 2005, disponiendo que el crédito que se generara con cada cliente por la diferencia entre las nuevas tarifas y lo facturado entre el 1° de julio de 2005 y el 28 de febrero de 2006 debía ser facturado a cada cliente en 8 cuotas mensuales con 2 meses de gracia a partir del 1° de marzo de 2006, sin intereses ni recargos de ninguna naturaleza. Esta última resolución no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de mayo de 2005, por la cual retrotrajo a octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, con un valor gas que no refleja el valor correcto acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS nuevamente omitió la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 1° de mayo de 2006 y que debían contener las compensaciones adecuadas al costo del gas y del GLP de Malargüe, actualizando las diferencias acumuladas desde mayo de 2005 en las tarifas. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 1° de octubre de 2006. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables el ENARGAS tampoco a emitido ni formulado observaciones o rechazo a la presentación de ajuste hecha oportunamente por la Sociedad. Ante esta situación la Sociedad procedió a requerir el 30 de noviembre de 2006 un pronto despacho ante el ENARGAS por los cuadros tarifarios que debían regir a partir del 1° de octubre de 2006, conforme a la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos.

c) Licencia de distribución

La Licencia fue otorgada por un plazo de treinta y cinco años contados a partir del 28 de diciembre de 1992, teniendo la Sociedad derecho a una única prórroga de diez años a partir del vencimiento de dicho plazo, siempre que haya cumplido en lo sustancial con las obligaciones impuestas por la Licencia y por el ENARGAS. El PEN no tendrá la facultad de rescatar la Licencia antes de su vencimiento, o el de su prórroga si ella correspondiere, salvo que se produzcan las causales de caducidad.

La Licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas prevé ciertas causales de caducidad, entre otras, las siguientes:

- Incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

- La comisión de una infracción grave, luego de que el valor acumulado de las multas aplicadas a la Sociedad en los últimos cinco años haya superado el 5% de su facturación del último año, neta de impuestos y tasas.
- La interrupción total del servicio, por causales imputables a la Sociedad, que ocurra por más de 15 días consecutivos, o por más de 30 días no consecutivos dentro del mismo año calendario.
- La interrupción parcial de la prestación del servicio, por causas imputables a la Sociedad, que afecte la capacidad total del servicio de distribución en más de un 10% durante 30 días consecutivos o durante 60 días no consecutivos en un mismo año calendario.
- El abandono de la prestación del servicio licenciado, el intento de cesión o transferencia unilateral, total o parcial de la Licencia (sin la previa autorización del ENARGAS) o la renuncia a la Licencia, excepto en los casos permitidos en la misma.
- La cesión o extinción del Contrato de Asistencia Técnica mencionado en el punto f), siempre que no se haya obtenido la autorización del ENARGAS para la suscripción de un nuevo contrato con el mismo u otro operador técnico aprobado por la autoridad regulatoria, o para la operación bajo la dirección de los funcionarios de la Sociedad.

De acuerdo con las disposiciones de la Licencia, la Sociedad no podrá asumir deudas de Inversora de Gas Cuyana S.A. ni otorgar garantías reales o de otro tipo a favor de acreedores de Inversora de Gas Cuyana S.A. por ninguna causa a que se debieran tales deudas o acreencias; así como tampoco otorgar créditos a Inversora de Gas Cuyana S.A. por ninguna causa.

Al finalizar la Licencia y siempre que no resultare adjudicataria en la nueva licitación, la Sociedad estará obligada a transferir al PEN o a quien este indique, los activos esenciales que figuren en el inventario actualizado a la fecha de finalización, libres de toda deuda, gravamen o embargo y en buenas condiciones de operación para prestar debidamente el servicio licenciado. Además deberá cancelar todo su pasivo.

En el momento de la extinción de la Licencia, excepto ciertas circunstancias allí indicadas, la Sociedad cobrará el menor de los dos montos siguientes:

- i) El valor de libros a esa fecha calculado de acuerdo con lo establecido por la Licencia.
- ii) El producido neto de la nueva licitación.

Según la Licencia, es obligación del Otorgante (el Estado Nacional) “permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas” en los términos definidos en la Licencia. Entre las obligaciones y/o garantías asumidas por el Otorgante pueden señalarse las siguientes: (i) las tarifas deben calcularse en dólares estadounidenses y se ajustan por el P.P.I.; (ii) el Cuadro Tarifario resultante o recalculado se expresa en el momento de su aplicación en pesos según la convertibilidad establecida en el Art. 3° del Decreto N° 2.128/1991, reglamentario de la Ley N° 23.928 y sus eventuales modificatorios; (iii) ante cualquier modificación de las condiciones se proveerá el correspondiente ajuste de las tarifas para restituir el equilibrio económico-financiero existente antes de la modificación; (iv) los cambios en las normas tributarias se trasladarán a las tarifas en su exacta incidencia, excepto el impuesto a las ganancias; (v) no se aplicarán congelamientos, administraciones y/o controles de precios al régimen de tarifas de la Licenciataria. Si a pesar de esta estipulación se obligara a la Licenciataria a adecuarse a un régimen de control de precios que estableciera un nivel menor al que resulte de la Tarifa, la Licenciataria tendrá derecho a una compensación equivalente pagadera por el Otorgante; (vi) el Otorgante no modificará las Reglas Básicas, en todo o en parte salvo mediante consentimiento escrito de la Licenciataria. La Ley del Gas y su reglamentación prevén, además, que la Sociedad no podrá dejar de recuperar todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y amortizaciones (Nota 3).

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

d) Programa de inversiones

(i) Obligatorias

Con el objeto de adecuar sustancialmente las operaciones de distribución de gas a los estándares internacionales de seguridad y control, la Sociedad asumió el compromiso de cumplir con un programa de inversiones y relevamientos obligatorios fijado por el Decreto PEN N° 2.453/1992. Dicho programa comprendió inversiones anuales pautadas hasta el año 1997 inclusive y la exigibilidad de su cumplimiento se encuentra regulada en la norma citada, donde se establecen mecanismos compensatorios con otras inversiones o adiciones que cuenten con aprobación del ENARGAS, determinándose que de no alcanzar al cierre de cada año calendario las inversiones previstas para el mismo, y siempre y cuando no existiesen excesos de inversiones aprobadas por el ENARGAS en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la misma sería pagado al ENARGAS en concepto de multa. Respecto de tales exigencias, la Sociedad ha recibido la aprobación del ENARGAS por las inversiones obligatorias de los años 1993 a 1997 inclusive.

(ii) Relacionadas con el factor “K”

Las inversiones a concretar durante el quinquenio 1998-2002, pautadas con el ENARGAS dentro del marco de la primer revisión quinquenal de tarifas, ascendieron a un monto total de aproximadamente U\$S 11,6 millones.

e) Activos esenciales

Una porción sustancial de los activos transferidos a la Sociedad por Gas del Estado S.E. han sido definidos como esenciales para prestar el servicio licenciado, por lo que la Sociedad está obligada a repararlos y efectuar todas las mejoras necesarias con el objeto de mantenerlos en buenas condiciones de operación, para cumplir con los estándares de seguridad establecidos en las normas.

La Sociedad no podrá disponer por ningún título de los activos esenciales, gravarlos, arrendarlos, subarrendarlos o darlos en comodato, ni afectarlos a otros destinos que la prestación del servicio licenciado, sin la previa autorización del ENARGAS, excepto las ampliaciones y mejoras que la Sociedad incorpore a la red de distribución después de la toma de posesión, que se podrán gravar para garantizar créditos a más de un año de plazo tomados para financiar nuevas ampliaciones y mejoras del servicio licenciado.

f) Contrato de Asistencia Técnica

El Pliego y el CT establecen que la Sociedad debe firmar un Contrato de Asistencia Técnica (“CAT”) con un operador técnico. A través de dicho contrato, el operador técnico debe asesorar a la Sociedad en las materias indicadas a continuación:

- (i) reemplazo, reparación y renovación de las instalaciones y equipos del sistema a fin de cumplir con los niveles técnicos correspondientes y con las buenas prácticas de la industria;
- (ii) análisis de operaciones, de presupuestos operativos y de construcción, asesoramiento referente a controles presupuestarios;
- (iii) seguridad, confiabilidad y eficiencia de las operaciones y del servicio;
- (iv) asesoramiento en lo concerniente al cumplimiento de las leyes y reglamentaciones relativas a salud, seguridad, higiene industrial, contaminación y medio ambiente;
- (v) mantenimiento de rutina y preventivo;

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

- (vi) entrenamiento del personal;
- (vii) confección y aplicación de los procedimientos necesarios para implementar los puntos anteriores;
- (viii) asistencia y transferencia relativas a investigación y desarrollo de usos no convencionales del gas natural;
- (ix) información y asistencia vinculadas con tareas de investigación y desarrollo de tareas propias;
- (x) asesoramiento respecto de cuestiones que ofrece la dinámica y el desarrollo de la industria del gas natural frente al planteo de nuevos escenarios regulatorios que reglamente el funcionamiento de la actividad;
- (xi) transferencia de conocimientos y/o información a efectos de optimizar y/o de abordar adecuadamente las tareas de organización y/o gestión de comunicación con los clientes;
- (xii) asesoramiento y/o análisis relativo a los aspectos de ingeniería financiera;
- (xiii) asesoramiento en general acerca de todas las materias de interés de la sociedad licenciataria, que sean de conocimiento y/o disposición del operador técnico y respecto de las cuales no tenga restricción para su transferencia.

A partir del 1º de agosto de 2004 la Sociedad se constituyó en su propio operador técnico, contando con la autorización del ENARGAS.

NOTA 3 - LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

Desde comienzos de diciembre de 2001, las autoridades nacionales implementaron diversas medidas de carácter monetario y de control de cambios que comprendían principalmente la restricción a la libre disponibilidad de los fondos depositados en las entidades bancarias y la imposibilidad de realizar transferencias al exterior. Posteriormente, el Gobierno Nacional declaró el incumplimiento del pago de los servicios de la deuda externa y, el 6 de enero de 2002, el Congreso Nacional sancionó la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (“Ley de Emergencia”) que implicó un profundo cambio del modelo económico vigente hasta ese momento, incluyendo la modificación de la Ley de Convertibilidad que regía desde marzo de 1991.

La Ley de Emergencia faculta al PEN, entre otros aspectos, a sancionar medidas adicionales de carácter monetario, financiero y cambiario conducentes a superar la crisis económica en el mediano plazo. También contiene disposiciones referidas a los contratos regidos por normas de derecho público. En tal sentido, dejó sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares estadounidenses de las tarifas y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países contenidas en los contratos de concesión.

Además, la Ley de Emergencia autorizó al PEN a renegociar los contratos de licencia otorgados por el Estado Nacional para la prestación de servicios públicos. De acuerdo a esta norma, en la renegociación de las licencias deberá considerarse el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión cuando ellos estuviesen previstos contractualmente, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas. Durante la renegociación, “en ningún caso se autorizará a las empresas prestadoras de servicios públicos a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones”.

Mediante Decreto PEN N° 293/2002 se encomendó al MECON la renegociación de tales contratos, estableciendo los plazos y demás aspectos del proceso de renegociación. Mediante Decreto PEN N° 370/2002 se estableció que la Comisión de Renegociación fuera presidida por el Ministro de Economía y se

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

designó al resto de los integrantes de la Comisión. Por el artículo 2° del mencionado decreto, se estableció un plazo de 120 días para que el citado ministerio elevara al PEN las propuestas de renegociación de los referidos contratos. Por Decreto N° 1.839/2002 del 16 de setiembre de 2002 se reputó como establecido en días hábiles el plazo original, el que se extendió por otros 120 días hábiles más, y se facultó al MECON a prorrogarlo por 60 días hábiles adicionales, lo que finalmente se concretó mediante Resolución M.E. N° 62 del 31 de enero de 2003.

El 3 de julio de 2003, por Decreto N° 311/2003, se creó la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") -presidida por los Ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios- a los efectos de proseguir con el proceso de renegociación ha llevarse a cabo en el ámbito de la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos, dejando sin efecto los Decretos N° 293/2002 y N° 370/2002 anteriormente mencionados. En virtud de dicha norma se estableció el procedimiento especial que se debería imprimir al trámite de la renegociación, el que contempla los dictámenes previos del ENARGAS (acerca del estado de cumplimiento del contrato), del Secretario Ejecutivo de la UNIREN (sobre la situación del contrato a renegociar), del Procurador del Tesoro de la Nación y de la Sindicatura General de la Nación (sobre el proyecto de acuerdo de renegociación).

A su vez el PEN promulgó la Ley N° 25.790 por la cual se dispuso extender hasta el 31 de diciembre de 2004 el plazo para la renegociación de los contratos dispuesto por la Ley de Emergencia; que el PEN pueda tomar decisiones sin los límites que imponen los Marcos Regulatorios respectivos; que las facultades de los Entes Regulatorios en materia de revisiones contractuales, ajustes y adecuaciones tarifarias previstas en los Marcos Regulatorios respectivos, puedan ejercerse en tanto resulten compatibles con el proceso de renegociación conforme lo dispuesto por la Ley de Emergencia; que los acuerdos de renegociación puedan abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión o licencias, contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias del contrato, incluyendo la posibilidad de revisiones periódicas pautadas y variar los parámetros de calidad del servicio; y que el PEN remita las propuestas de los acuerdos de renegociación al Congreso de la Nación, quien dispondrá de un plazo de 60 días corridos para aprobar o rechazar el acuerdo, estableciéndose que si hubiere rechazo el PEN reanude el proceso de renegociación del contrato respectivo. Por último, la ley establece que las empresas prestadoras de servicios públicos no podrán suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones en virtud de las disposiciones de esta misma ley. Posteriormente el plazo de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, fue prorrogando sucesivamente y por un año en cada oportunidad por las leyes N° 25.972 publicada el 17 de diciembre de 2004 y N° 26.077 publicada el 10 de enero de 2006 -estas dos últimas leyes prorrogaron también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y normas complementarias-. Finalmente, el 20 de diciembre de 2006 se publicó la Ley N° 26.204 que extiende la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2007 con iguales efectos.

En este marco, las distribuidoras de gas fueron convocadas por la mencionada UNIREN, teniendo lugar el día 26 de noviembre de 2003 la primera reunión conjunta. En ella se entregaron a las licenciatarias los documentos que enuncian los objetivos generales de esta nueva etapa de renegociación de contratos de Licencia y un cronograma que extendía hasta diciembre de 2004 el plazo del proceso integral, sin especificar los alcances de las etapas previstas. Durante el mes de diciembre de 2003 se desarrollaron reuniones individuales con las distribuidoras, se inició el proceso de entrega de información. La Sociedad ha formulado las reservas de los derechos que le asisten y del mantenimiento de las garantías previstas en la Licencia.

Desde mediados de 2004 se suspendieron las reuniones de la UNIREN. La Sociedad dejó constancia de la falta de cumplimiento del cronograma oportunamente informado por la UNIREN y la ausencia de avances concretos en la renegociación. En enero y julio de 2005 la UNIREN remitió sendas propuestas de una Carta de Entendimiento sobre la renegociación del Contrato, que no fueron el resultado de una negociación

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

entre partes, que la Sociedad luego de sus respectivos análisis no aceptó, manifestando además, su voluntad de cumplir con el proceso que le fuera impuesto e instando a la realización de efectivas negociaciones.

Por Resolución Conjunta N° 388/2005 y N° 790/2005 de fecha 7 de julio de 2005 del MECON y del MPFIPyS, se habilitó la convocatoria a una Audiencia Pública para tratar la Carta de Entendimiento propuesta a la Sociedad en junio de 2005. Dicha Audiencia se llevó a cabo el día 25 de agosto de 2005 conforme a lo establecido mediante la Disposición UNIREN N° 22/2005, en la cual la Sociedad rechazó fundadamente la propuesta formulada por la UNIREN, explicitando su posición en el proceso y su voluntad de avanzar con el mismo a través de efectivas negociaciones. Adicionalmente, la Sociedad también se manifestó en relación al Informe de Justificación preparado por la UNIREN respecto a la Carta de Entendimiento propuesta.

Con posterioridad a la Audiencia se reanudaron las reuniones durante el mes de enero de 2006 con los equipos técnicos de la UNIREN en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la UNIREN. También se remitieron oportunamente la Memoria y Estados Contables al 31 de diciembre de 2005. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25 de agosto de 2005. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continúa siendo unilateral y no el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos no incluidos en aquellas. En particular, la última comunicación en tal sentido cursada por la Sociedad a la UNIREN fue realizada a fines del mes de noviembre de 2006.

La ya citada Ley N° 26.204 entre otros de sus efectos, también estableció una nueva prórroga hasta el 31 de diciembre de 2007 para la renegociación de los contratos de servicios públicos.

Ante la falta de respuestas de los productores a los requerimientos de gas para atender el crecimiento de la demanda se remitieron sendas solicitudes de urgente intervención al ENARGAS y a la SE a los efectos de que arbitren las medidas pertinentes para asegurar el suministro. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables la Sociedad debió disponer restricciones a los servicios interrumpibles –y en algunas oportunidades, de servicios semifirmes y firmes– por resultar insuficiente la provisión de gas.

Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que en 2004 y 2005 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 30 m³/hora (720 m³/día), y de ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan ser interrumpibles. Asimismo, se continuaron recibiendo solicitudes de servicio requiriendo capacidad firme de parte de clientes industriales, las que en principio no pueden ser atendidas. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.

El ENARGAS dictó instrucciones de carácter general que limitan la posibilidad de establecer restricciones a la parte firme de la reserva de capacidad inicial de las estaciones de GNC, confiriendo a las estaciones un derecho sobre su reserva de capacidad firme inicial (“RMI”), en la medida en que la respalden con utilización efectiva. En consecuencia, la Sociedad ofreció y formalizó acuerdos sólo en las modalidades dispuestas por el ENARGAS.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Con fecha 13 de febrero de 2004, el PEN sancionó los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, que introdujeron una serie de cambios en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse sucedido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables continúan con aspectos pendientes de resolución.

Entre las cuestiones más relevantes del Decreto N° 180/2004 se encuentran: (i) la creación de un régimen de inversiones en infraestructura de transporte y distribución de gas a través de fondos fiduciarios; (ii) la creación del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”) que incluye mecanismos de reventa de capacidad de transporte en firme e interrumpible y de compra-venta de gas; (iii) el reemplazo de la categoría Venta GNC por las categorías Venta Firme GNC y Venta Interrumpible GNC; y (iv) la introducción de cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.

En tanto, el Decreto N° 181/2004, atañe a la relación entre la SE y los productores de gas y los habilita a firmar acuerdos que establezcan ajustes del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (“PIST”) para abastecer la demanda a cargo de las distribuidoras, además de la implementación de mecanismos de protección en beneficio de usuarios que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residencial (R1, R2 y R3) y General P (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del consumo, con vistas a establecer en el futuro una segmentación de precios –en principio sólo del gas– a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

Durante 2004 la gran mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis presentaron a través de la cámara empresaria que las agrupa y/o individualmente, acciones judiciales solicitando la declaración de inconstitucionalidad de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004. En el marco de dichos procesos, los Juzgados Federales de Mendoza, San Luis y San Rafael ordenaron la suspensión de los efectos de los decretos mediante el dictado de medidas cautelares. A fines de 2005, las estaciones de GNC de la Provincia de San Luis presentaron desistimientos en forma individual ante la Sociedad y un escrito ante el Juzgado correspondiente. Del mismo modo, entre los meses de julio y agosto de 2006 la agrupación empresaria que nuclea a las estaciones de carga de GNC de la Provincia de Mendoza (AMENA) y otra empresa que había accionado en forma individual desistieron de los procesos individuales. En 2006 los juzgados intervinientes decretaron favorablemente los desistimientos, concluyendo los procesos judiciales. Por su parte la situación contractual de las estaciones de carga de GNC fue regularizada.

Mediante la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22 de abril de 2004- se homologó el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el Decreto 181/04” (el “Acuerdo”) y suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SE y los principales productores de gas. El mismo prevé la normalización de precios de gas en el PIST a la fecha límite que dispone el citado decreto (31 de diciembre de 2006). Para ello establece un procedimiento concreto que contempla un sendero de 4 ajustes progresivos para el gas que compran: (i) las distribuidoras para su segmento “industrial” (excluidos los consumos Residenciales y SGP 1 y 2); (ii) los nuevos consumidores industriales que adquieran gas natural en forma directa a los productores; y (iii) las usinas termoeléctricas que generan para el mercado interno.

También se obliga a la SE, entre otras cosas, a implementar los ajustes de precios que formen parte del esquema de normalización de precios de manera efectiva y oportuna, de modo tal de permitir a los productores de gas cobrar dichos precios de las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, de los nuevos consumidores directos de gas natural o de los generadores de electricidad, incluyendo el traslado de dichos precios a las tarifas de distribución de gas.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Adicionalmente, se suspenden -durante la vigencia del “Acuerdo”- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requiere un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el “Acuerdo”, éste pierda vigencia.

La Resolución SE N° 1.329/2006 publicada el 22 de setiembre de 2006 actualiza el “Acuerdo” redefiniendo los conceptos que deben ser considerados como volúmenes comprometidos por los productores para el abastecimiento interno: a) cantidades adicionales redireccionadas por la SE y el ENARGAS a las distribuidoras en concepto de DDR para el abastecimiento de servicios prioritarios; b) saldos posteriores a la desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”) de los volúmenes contratados por las distribuidoras a los productores; c) volúmenes contratados por los nuevos consumidores directos a los productores en virtud de las disposiciones del “Acuerdo”, de la Resolución SE N° 752/2005 y concordantes.; d) volúmenes a ser suministrados a estaciones de GNC bajo cualquier concepto (incluyendo Inyecciones Adicionales Permanentes (“IAP”) y cantidades spot) por hasta la RMI; y e) volúmenes contratados con productores o comercializadores por generadores, según las definiciones al respecto del “Acuerdo”.

La SE, mediante la Resolución N° 657/2004, publicada el 15 de junio de 2004, modificó el Anexo V del Decreto N° 180/2004, en su sección "Mecanismos de Corte, Introducción", con la finalidad de evitar restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de distribución, las que serán limitadas sólo a aquellas que resulten estrictamente útiles para garantizar la continuidad de la prestación a los servicios Residenciales y a los dos primeros escalones del SGP. Esencialmente, entre otros aspectos, la resolución establece que los usuarios con servicios firmes en los que la distribuidora se hubiera reservado por contrato la opción de restringir o interrumpir el suministro bajo circunstancias acordadas con el cliente, serán considerados como interrumpibles a los efectos de la aplicación de restricciones o interrupciones de suministro, en la medida en que hayan sido ya interrumpidos todos aquellos servicios considerados interrumpibles por la propia resolución, que pagan una “tarifa sin gas” menor a la que paga el usuario al que se pretenda interrumpir en cada oportunidad.

Mediante Resolución SE N° 659/2004 publicada el 18 de junio de 2004, se aprobó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (el “Programa”), con vigencia a partir del 23 de junio de 2004, sustituyendo al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”). Se dispone sobre prioridades, inyecciones adicionales y valorización de gas, el circuito de información y las alternativas y flexibilidad del Programa. El mismo resultará de aplicación mientras la inyección de gas natural por cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios contemplados en el Art. 31 del Decreto N° 180/2004 (usuarios Residenciales, SGP -1° y 2° escalón de consumo- y Subdistribuidores); con más (ii) los usuarios SGP -3° escalón de consumo- y la de los usuarios firmes (SGG, FT, FD y Firme GNC), por su capacidad reservada (incluyéndose a aquellos que fueron históricamente abastecidos con gas natural adquirido por las distribuidoras, y que habiendo contratado y mantenido históricamente servicios firmes, los mismos no han sido renovados a su vencimiento, como consecuencia de la mera falta de disponibilidad de gas o transporte de las distribuidoras, para abastecerlos); y con más (iii) las centrales de generación térmica, que resulte necesaria para evitar la interrupción del servicio público de electricidad. El 6 de enero de 2005 se publicó la Resolución N° 1.681/2004 de la SE que modificó esta resolución en lo que hace al procedimiento para determinar el destino de los volúmenes de inyección adicional al mercado interno. Asimismo, instruye a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (“CAMMESA”) para que proceda a efectuar los pagos a los productores de gas en forma directa, utilizando fondos no asignados, en los casos de incumplimiento de pago por parte de los generadores, por el volumen de gas adicional que se inyecte en el marco de la Resolución N° 659/2004.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

En línea con las disposiciones emitidas por la SE en virtud de la situación energética imperante y haciendo uso de lo establecido en el Art. 31 del Decreto N° 180/2004 –por el cual el Secretario de Energía podrá tomar medidas para evitar situaciones de emergencia– esa Secretaría emitió con fecha 3 de mayo de 2004 la Nota N° 385/2004, mediante la cual habilita a las distribuidoras de gas a restringir los servicios interrumpibles de aquellos clientes que compran su propio gas, con el objeto de asegurar el suministro a los servicios ininterrumpibles y a los firmes que al 30 de abril de 2004 estuvieran abastecidos por las distribuidoras. Adicionalmente, advierte que solamente se podrá recurrir a los mecanismos establecidos en la Disposición N° 27/2004 de la SSC -reemplazada por la Resolución N° 659/2004 de la SE- luego de haber demostrado que se realizaron las mencionadas restricciones.

Mediante instrucciones precisas la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11 de junio de 2004 y el 25 de agosto de 2004 de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición N° 27/2004 de la SSC y de la Resolución N° 659/2004 de la SE, que reglamentan restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, por cuanto corresponde a la Autoridad de Aplicación informar con la periodicidad suficiente el detalle de productores que cumplieron con la provisión al mercado interno y aquellos que incumplieron, pues en función de ello se determina el precio que se debe pagar por el gas entregado (paridad exportación o precio de cuenca, respectivamente). En tal sentido y conforme lo avalado por la SE, se solicitó al ENARGAS el traslado a tarifa de estos montos incrementales. Las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los periodos comprendidos entre el 24 de abril de 2004 y el 10 de junio de 2004 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE. Ante la ausencia de información del ENARGAS, la Sociedad procedió a registrar la compra de gas bajo esta modalidad, impaga a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, a los precios de cuenca.

El MEG, instituido por el Decreto N° 180/2004, cuyo operador es la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y que está dirigido a posibilitar transacciones de compraventa de gas natural entre diversos actores de la industria, entró en operaciones durante el segundo trimestre de 2005, operando desde entonces en transacciones spot de gas y se utiliza como registro para la publicación de operaciones de reventa de Capacidad Diaria Reservada en el marco de la Resolución SE N° 606/2004. Posteriormente el MEG comenzó a registrar los contratos generados a partir de la implementación efectiva del unbundling en base a lo dispuesto en el Decreto N° 181/2004.

El 8 de junio de 2004 se publicó precisamente la Resolución N° 606/2004 de la SE por la cual se estableció que los usuarios a que hace referencia el Art. 26 del Decreto N° 180/2004 y que contratan con su distribuidora zonal, en donde se observan cargos por reserva de capacidad, obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes, podrían intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de distribución de gas natural por redes, o la combinación de éste con otros productos o servicios brindados por terceros, hasta tanto el MEG entrase en pleno funcionamiento.

La reventa de los servicios puede realizarse en forma total o parcial. Es aplicable tanto a los servicios completos como de sólo transporte y/o distribución. En tanto sea físicamente posible, las distribuidoras deben brindar un servicio de distribución interrumpible, en las condiciones habilitadas en la reglamentación. Pueden constituirse en compradoras o receptoras de los productos y/o servicios por exclusiva cuenta y orden de clientes o usuarios del área licenciada, a los cuales pueden trasladar el costo respectivo en su exacta incidencia, previo acuerdo explícito de las partes. El traslado de costos opera en la medida en que no se asuman obligaciones de entrega distintas a las expuestas.

La SE, a través de la Resolución N° 939/2005 del 4 de agosto de 2005 aprobó el “Régimen complementario del despacho de gas natural, que contempla el funcionamiento del mercado spot del gas natural que opera en el ámbito del MEG”.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

El 23 de mayo de 2005 se publicó la Resolución SE N° 752/2005 mediante la cual se reglamentan – principalmente– los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004. Esta normativa establece la prohibición a las distribuidoras –a partir del 1° de agosto de 2005– de vender gas a los siguientes segmentos de usuarios: Grandes Usuarios Venta FD e ID, usuarios SGG y SGP -tercer escalón- (consumos superiores a 150.000 m³/mes al momento de la publicación de esta resolución). Tal prohibición se extiende –a partir del 1° de enero de 2006– al resto de los usuarios SGP3 y a las estaciones de GNC. Estas últimas deberán comprar su gas a través del MEG mediante Ofertas Irrevocables (“OI”) estandarizadas.

Esta misma resolución autoriza a los usuarios a contratar con los productores de gas la cuota parte proporcional del gas contratado por las distribuidoras con dichos productores (ya sea que se cuente con contrato reestructurado en los términos del “Acuerdo” o que deriven de gas redireccionado por el ENARGAS en el mismo marco). El perfil de consumo con el que contratarían los usuarios que califiquen es el correspondiente al periodo abril 2003–marzo 2004 (12 meses previos a la firma del “Acuerdo”). Esta situación, si bien en principio significa la reducción de las cantidades contratadas por la Sociedad con los Productores, el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, permite restablecer obligaciones de entrega por parte de éstos por hasta los volúmenes comprometidos en el “Acuerdo” en la medida que sea necesario para abastecer los consumos prioritarios que permanecen bajo la obligación de suministro por parte de la Sociedad.

La Sociedad estima que se podría afectar el abastecimiento al segmento de servicios prioritarios (R, SGP1 y 2) en el caso de condiciones climáticas más rigurosas que generen una demanda prioritaria que exceda el volumen asignado en el “Acuerdo”. Dicha situación ha sido advertida al ENARGAS y a la SE, y actualmente es la SE quien asigna cantidades adicionales de gas de parte de los productores (mediante el concepto llamado DDR) a fin de satisfacer las necesidades diarias que demandan tales consumos prioritarios.

Por Resolución SE N° 930/2005 del 26 de julio de 2005 el plazo del 1° de agosto de 2005 se prorrogó hasta el 1° de setiembre de 2005, fecha a partir de la cual tuvo efectiva vigencia. Mediante sucesivas notas, la SE instruyó para que a los usuarios que luego del 1° de setiembre de 2005 aún no hubieran registrado sus contratos de abastecimiento de gas, obligatoriamente la Licenciataria les asignara un Productor bajo determinadas pautas, para que éste les facturase el gas consumido. También se definió que una vez vencido el plazo del 31 de octubre de 2005, si algún consumidor directo continuaba sin acordar y registrar su contrato de suministro, la Sociedad y la Transportadora quedaban inhabilitadas para asignarles gas.

La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23 de diciembre de 2005 en la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del unbundling, disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del “Acuerdo”: Grupo I Usuarios que consumieron más de 365.000 m³/año, Grupo II Usuarios que consumieron entre 180.000 y 365.000 m³/año, y Grupo III Usuarios que consumieron menos de 180.000 m³/año. Para el Grupo I confirma la fecha de unbundling para el 1° de enero de 2006, para el Grupo II establece una prórroga hasta el 1° de marzo de 2006, mientras que la fecha del Grupo III será definida oportunamente por la SE. Impone además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que le corresponde adquirir el gas en forma directa. Por último, establece una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 1° de marzo de 2006 la fecha a partir de la cual estos usuarios deben adquirir el gas en forma directa.

Accediendo a los requerimientos de las cámaras empresarias que agrupan a las Estaciones de GNC, la SE emitió una nueva medida, la Resolución SE N° 275/2006 donde estableció una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 1° de abril de 2006 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de OI presentadas

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

en el MEG. En esta Resolución la SE define que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEG son las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulo de gas natural que requieren para cada estación. Se impuso además a las distribuidoras la obligación de administrar -temporariamente hasta el 30 de setiembre de 2006 y con su continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin adecuada compensación. Posteriormente, por Nota SSC N° 1.624 de fecha 29 de setiembre de 2006, la SSC comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera realizar las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad.

La Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio Firme GNC la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad registró en el ENARGAS los nuevos modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores. Estos nuevos modelos fueron ofrecidos a los clientes GNC para el periodo 1° de mayo de 2006 al 30 de abril de 2007. No obstante, con fecha 12 de mayo de 2006 el ENARGAS dispuso la prórroga de todos los contratos vigentes hasta tanto esa Autoridad no aprobara los modelos definitivos de contratos. Asimismo, el ENARGAS emitió la Resolución N° 3.515/2006 en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas deberán garantizar a las estaciones de GNC que cuenten únicamente con servicios interrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. La medida, que tendrá vigencia hasta el 30 de abril de 2007, fue recurrida por la Sociedad y se aguardan aclaraciones respecto de su instrumentación. Posteriormente, con fecha 15 de agosto de 2006 y mediante Resolución N° 3.569/2006 el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30 de abril de 2007.

Mediante Resolución SE N° 1.329/2006 se formalizó que los productores deberán facturar a las estaciones de GNC el gas realmente consumido, medido por las distribuidoras más la adición del correspondiente gas retenido o gas combustible. De igual forma la SE estableció que las diferencias positivas que ocurrieren para cada periodo de facturación del gas entre los volúmenes realmente inyectados por los productores para las GNC del área de cada distribuidora versus las cantidades efectivamente facturadas por los productores a dichas GNC, podrán ser compensadas operativamente por las distribuidoras a los productores en circunstancias a acordar por las partes, o en su defecto esas diferencias podrán ser facturadas por los productores a las prestatarias de distribución al mismo precio que esté informado a MEG en el registro del contrato con cada estación de GNC para las cuales fueron realizadas las solicitudes que originaron esas diferencias.

En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución MPFIPyS N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la SE y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida–Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte–Pantaniño Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076. La

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza y se encuentra gestionando la inclusión de las inversiones necesarias en el sistema de Fondos Fiduciarios.

El 11 de abril de 2005 se publicó la Resolución de la SE N° 624/2005 por la cual se restableció desde el 10 de abril de 2005 y hasta el 30 de setiembre de 2005 la vigencia del Programa de Uso Racional de la Energía en el marco del Programa de Uso Racional del Gas Natural (“PURE”), creado por la Resolución N° 415/2004 de la SE, a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional. El PURE se estableció en el 2004 con una vigencia de un año prorrogable a criterio de la SE. Por la Resolución N° 942/2004 publicada el 15 de setiembre de 2004, la SE dispuso que el PURE no se aplicara entre el 15 de setiembre de 2004 y el 30 de abril de 2005.

En particular, para esta nueva aplicación del PURE se establecieron algunas modificaciones entre las que se destaca el diferente criterio a utilizar respecto de la comparación de los periodos de consumo, ya que no se debe realizar como en 2004 sobre una pauta cronológica, sino mediante la comparación de periodos llamados “de referencia” que tengan temperaturas medias equivalentes.

Con la Resolución N° 881/2005, publicada el 18 de julio de 2005, la SE introdujo nuevas modificaciones a la metodología de cálculo de las variaciones del consumo, las que fueron recogidas por la Resolución N° 3.245/2005 del ENARGAS, de fecha 20 de julio de 2005.

El 3 de julio de 2006 se publicó la Resolución ENARGAS N° 3.538/2006 por la cual se modifica el Anexo I de la Resolución ENARGAS N° 3.245/2005, con el fin de lograr un mejor cumplimiento del objeto de fomentar un uso racional de los recursos no renovables y habilitar mayores saldos energéticos para uso industrial, modificando la metodología establecida en el mencionado anexo. La primera modificación consiste en la adopción de medidas tendientes a la exposición en la factura de los datos correspondientes al consumo del periodo facturado, la temperatura media del periodo, e iguales datos para el periodo de referencia, cuando en la facturación emitida corresponda la inclusión de incentivos o cargos adicionales por ahorros o excedentes de consumo. La segunda modificación consiste en considerar la situación de aquellos usuarios para quienes se hubiera emitido una factura mínima, a fin de que la comparación de consumos no se efectúe entre periodos disímiles.

La Sociedad aún no se encuentra en condiciones de realizar una evaluación definitiva de los daños producidos -básicamente sobre costos, ingresos, inversiones, insumos, endeudamiento u otros aspectos- como consecuencia de la Ley de Emergencia. Sin embargo, entre las principales afectaciones derivadas de la emergencia pueden señalarse:

- **P.P.I.** La Ley de Emergencia prohíbe las cláusulas de ajuste en moneda extranjera y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países en los contratos de concesión o licencia.

En este escenario, la Sociedad debió replantearse el tratamiento contable respecto de lo sustentado hasta la presentación de los Estados Contables por el periodo de nueve meses cerrado el 30 de setiembre de 2001. Por tales motivos, al cierre del ejercicio 2001 la Sociedad realizó la reversión de los efectos en ingresos y gastos derivados de este concepto, debido a que su traslado a tarifas se encuentra condicionado a hechos futuros que escapan al control de la Sociedad. Idéntico tratamiento tuvieron los ajustes de tarifas diferidos que habían sido reconocidos en el ejercicio 2000, reversándose con cargo a Otros egresos netos. El monto de los ajustes cuyo traslado a tarifas no fue autorizado, neto de los mayores costos de transporte, ascendió a U\$S 7,14 millones y a U\$S 2,94 millones, por los ejercicios 2001 y 2000, respectivamente (Nota 2. b).

- **RQT II.** Como consecuencia de la sanción de la Ley de Emergencia el ENARGAS, con fecha 8 de febrero de 2002 dispuso la suspensión de los plazos del procedimiento correspondiente a la segunda

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

revisión quinquenal de tarifas que se venía llevando a cabo, hasta tanto se cuente con el resultado del proceso de renegociación comentado anteriormente, previsto en el Art. 9 de la citada ley.

• **Acuerdos con Productores de Gas.** Según los acuerdos respectivos, hasta la entrada en vigencia de las nuevas normativas mencionadas anteriormente en la presente nota, los precios que debía abonar la Sociedad por este concepto habían sido fijados en dólares estadounidenses. La normativa de emergencia afectó las relaciones contractuales entre la Licenciataria y sus proveedores de gas.

El Decreto N° 214/2002 dispuso la conversión en pesos de todas las obligaciones de dar sumas de dinero expresadas en dólares estadounidenses a razón de \$1 = U\$S 1. Asimismo, estableció pautas que en principio serían de aplicación a estos casos estableciendo como referencia primaria para ajustar los precios allí contenidos al Coeficiente de Estabilización de Referencia (“CER”), que sigue la variación del índice de precios al consumidor de la República Argentina. En cumplimiento de dicha normativa, la Sociedad (i) efectuó tratativas con los productores de gas para adecuar los acuerdos a las nuevas condiciones imperantes (Nota 11), (ii) ha venido cancelando las facturas por consumos de gas abonando los importes respectivos en pesos a la paridad dispuesta en el Decreto N° 214/2002 y los productores han venido recibiendo dichos pagos formulando reservas por tal temperamento. La normativa propone la intervención de la Justicia para el supuesto en que no se logren acuerdos satisfactorios entre las partes. En ocasión del ajuste tarifario para el periodo invernal 2002, el ENARGAS en Nota ENRG N° 1.645 del 26 de abril de 2002, señaló que “los contratos entre productores y distribuidores fueron alcanzados por la Ley de Emergencia y reglamentaciones complementarias, pero los productores desconocen dichas normas y pretenden cobrar las tarifas en dólares” y por lo tanto “deviene esencial que las autoridades sectoriales acuerden pautas mínimas con los productores -sector desregulado- acerca de la evolución del precio del gas durante el presente periodo invernal, a fin de minimizar el impacto en los usuarios finales de las medidas adoptadas recientemente por el Estado Nacional”. En el marco del “Acuerdo” se suspenden durante su vigencia todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas.

• **Acuerdos de Transporte de Gas.** Según los acuerdos respectivos, los precios que debería abonar la Sociedad por este concepto han sido fijados en dólares estadounidenses que se convierten en pesos conforme la Ley de Convertibilidad en el momento de su facturación.

El Decreto N° 214/2002 dispuso la conversión en pesos de todas las obligaciones de dar sumas de dinero expresadas en dólares estadounidenses a razón de \$1 = U\$S 1.

Por su parte, las Licencias de las Empresas Transportistas también se encuentran sujetas al mismo proceso de renegociación con el Estado Nacional según lo previsto en la Ley de Emergencia, y sus cuadros y régimen tarifarios sufrieron las mismas modificaciones que los correspondientes al servicio de distribución de gas natural.

• En otro orden y en el mismo marco de la Ley de Emergencia, también se emitieron diversas normas que introdujeron modificaciones adicionales a la nueva normativa vigente, cuyos aspectos principales se resumen a continuación:

a) la existencia de un mercado "libre" por el que se negocian las operaciones de comercio exterior y, con autorización previa del Banco Central de la República Argentina (“BCRA”), ciertas operaciones financieras;

b) la pesificación de los depósitos en dólares estadounidenses mantenidos en instituciones financieras del país al tipo de cambio de 1,40 pesos por cada dólar estadounidense. Asimismo, todas las deudas en moneda extranjera contraídas con el sistema financiero hasta el 6 de enero de 2002 se convirtieron al tipo de cambio

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

de un peso por cada dólar estadounidense. Los depósitos convertidos a pesos se actualizan posteriormente por el CER, publicado por el BCRA, que se aplica a partir de la fecha de publicación del Decreto N° 214/2002, más una tasa de interés mínima establecida por el BCRA. Para el caso de ciertas obligaciones con el sistema financiero que fueran convertidas a pesos, se actualizaron por este mismo coeficiente, más una tasa máxima de interés también fijada por el BCRA hasta el 11 de agosto de 2002. A partir de esta última fecha las tasas quedaron liberadas al acuerdo entre las partes;

c) la pesificación de todas las obligaciones exigibles de dar sumas de dinero expresadas en monedas extranjeras no vinculadas al sistema financiero, y bajo ciertas condiciones, a un tipo de cambio de un peso por cada dólar estadounidense y su posterior actualización por el CER;

d) la suspensión de los despidos sin causa justificada por el término de 180 días, a partir del 6 de enero de 2002, y la penalización de abonar el doble de la indemnización que prevé la legislación laboral, en caso de llevarse a cabo. Mediante sucesivos decretos, el PEN prorrogó dicho plazo hasta el día 31 de diciembre de 2004 inclusive. Por Decreto PEN N° 2.639/2002 del 19 de diciembre de 2002 se dispuso que estas restricciones de excepción no serían aplicables a los empleadores respecto de los trabajadores que fueran incorporados a partir del 1° de enero de 2003 en ciertas condiciones. Por Decreto PEN N° 823/2004 se redujo la duplicación de los montos indemnizatorios del 100% al 80% y se estableció que cuando la tasa de desocupación resulte inferior al 10%, la prórroga quedará sin efecto de pleno derecho. La Ley N° 25.972, publicada el 17 del diciembre de 2004, prorrogó nuevamente el plazo de suspensión de los despidos sin causa justificada hasta el 31 de diciembre de 2005, confirmando como condición necesaria para dicha suspensión una tasa de desocupación menor al 10%. El 7 de enero de 2005 se publicó el Decreto PEN N° 2.014/2004 que ratificó la duplicación del quantum indemnizatorio del 80% sobre los montos afectados. Por último, el 22 de noviembre de 2005 fue publicado el Decreto PEN N° 1433/2005 fijando dicho quantum indemnizatorio en un 50% a partir del 1 de diciembre de 2005;

e) la suspensión por dos años de la Ley de Intangibilidad de los Depósitos;

f) el BCRA fijó las normas sobre las transferencias de divisas al exterior. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, el Gobierno Nacional se encuentra aún analizando políticas complementarias, que deberán definir, entre otras cuestiones, la instrumentación del pago de la deuda privada externa. El BCRA mantiene restringida la posibilidad de transferir, bajo ciertas circunstancias, divisas al exterior, si bien dicho régimen fue flexibilizado.

Según lo establece la Ley de Emergencia, la pérdida resultante de la aplicación del nuevo tipo de cambio sobre la posición neta de activos y pasivos en moneda extranjera al 6 de enero de 2002, es deducible en el impuesto a las ganancias a razón de un 20% anual durante los 5 ejercicios cerrados con posterioridad a la fecha de vigencia de la ley.

Los impactos descriptos sobre los Estados Contables de la Sociedad al 31 de diciembre de 2006 generados por la Ley de Emergencia, decretos y reglamentaciones complementarios, entre ellos, el Decreto N° 214/2002, se calcularon de acuerdo con las evaluaciones y estimaciones realizadas por la Sociedad a la fecha de preparación de los mismos. Los resultados reales futuros podrían diferir de las evaluaciones y estimaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes Estados Contables. Las decisiones que deban tomarse en base a los presentes Estados Contables deberían considerar la evolución futura de la economía nacional, de la industria del gas y el resultado del ya citado proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos.

NOTA 4 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS CONTABLES

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Los Estados Contables de la Sociedad han sido confeccionados de conformidad con las normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, excepto por la discontinuación a partir del 1° de marzo de 2003 del método de ajuste por inflación, según se describe en el ítem a) de la presente nota.

En el marco del convenio de declaración de voluntades celebrado el 8 de julio de 2004 por la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas ("FACPCE") y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el cual manifiesta que las partes consideran importante el tratamiento de la unificación de las normas técnicas, este último consejo emitió con fecha 10 de agosto de 2005 la Resolución CD N° 93/2005, a través de la cual se adoptaron las normas contables aprobadas por la FACPCE incluyendo los cambios incorporados a las mismas hasta el 1 de abril de 2005.

La adopción de las mencionadas normas entró en vigencia para los estados contables anuales o periodos intermedios correspondientes a ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

Asimismo, con fecha 4 de enero de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Resolución General N° 485 de la CNV, que fuera modificada por la Resolución General N° 487 de la CNV, publicada el 1° de febrero de 2006 mediante la cual se adoptan las mencionadas normas con ciertas modificaciones. Dichas normas son aplicables para ejercicios completos o periodos intermedios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

Las principales modificaciones que alcanzan a la Sociedad, incorporadas por el proceso de unificación de normas contables son:

- La exigencia de que en la comparación para determinar si existe una desvalorización de activos se realice con el flujo de fondos a valores actuales.
- La opción de exponer en nota el pasivo por el impuesto diferido generado por el efecto del ajuste por inflación sobre los bienes de uso y otros activos no monetarios.

La aplicación de las nuevas normas contables no generó ajustes a resultados de ejercicios anteriores.

a) Reexpresión en moneda constante

Los Estados Contables reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta el 28 de febrero de 2003, siguiendo el método de reexpresión establecido por la RT N° 6 de la F.A.C.P.C.E. De acuerdo con el Decreto N° 664/2003 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución General N° 441 de la CNV, la Sociedad discontinuó la aplicación de dicho método y, por lo tanto, no reconoció contablemente los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda originados a partir del 1° de marzo de 2003. Sin embargo, las normas contables profesionales mantuvieron vigente la aplicación de este método hasta el 30 de setiembre de 2003, por lo que, de haberse reconocido los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta dicha fecha, el patrimonio neto de la Sociedad al 31 de diciembre de 2006 y 2005, habrían disminuido en aproximadamente 10.470 y 10.920, respectivamente. El índice utilizado a los efectos de la reexpresión de las partidas fue el índice de precios internos al por mayor publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Censos.

b) Instrumentos financieros destinados a compensar riesgos futuros. Concentración del riesgo crediticio

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros para administrar su exposición a las variaciones de los tipos de cambio de la moneda extranjera o de los precios del gas o de tasas de interés y, en

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

consecuencia, no ha implementado transacciones que puedan generar riesgos de pérdida futura no registrada en los estados contables asociados a tales instrumentos financieros.

La Sociedad presta el servicio de distribución, transporte, y venta de gas en los casos que corresponda, a clientes residenciales, industrias, usinas y reparticiones públicas y otorga crédito de acuerdo a las regulaciones del servicio prestado, generalmente sin exigir garantías. El riesgo de incobrabilidad varía de cliente a cliente debido principalmente a su situación financiera.

La Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad y constituye provisiones suficientes por probables créditos incobrables.

La información sobre concentración de operaciones se incluye en la Nota 8.a).

c) Efectivo y equivalentes de efectivo

Para la confección de los Estados de Flujo de Efectivo se consideraron, dentro del concepto de efectivo y equivalentes de efectivo, a todas las inversiones de muy alta liquidez o con vencimiento originalmente pactado no superior a tres meses a partir de su fecha de adquisición. Además se emplea el método indirecto para conciliar el resultado del ejercicio con los fondos generados por/utilizados en las operaciones, segregando las actividades en operativas, de inversión y de financiación. A continuación se detalla la composición del efectivo y el equivalente de efectivo al cierre de cada ejercicio:

	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2005</u>
Caja y bancos	3.028	5.018
Inversiones	25.634	28.164
Inversiones no consideradas efectivo o equivalente de efectivo	(145)	(623)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	<u>28.517</u>	<u>32.559</u>

d) Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas son reconocidos en el momento en que el servicio es prestado a los clientes. Los ingresos por venta por gas entregado incluyen los montos estimados de gas entregado a los clientes pero aún no facturado al cierre de cada ejercicio.

e) Criterios del ente regulador

Con fecha 24 de abril y 19 de setiembre de 2000, el ENARGAS emitió las Resoluciones N° 1.660 y 1.903, respectivamente, en las cuales se detalla el plan de cuentas y ciertos criterios de valuación y exposición que deben ser considerados a los fines regulatorios.

En materia de bienes de uso la Sociedad efectuó oportunamente los cambios de valuación y exposición requeridos por las normas citadas, considerando las incorporaciones de bienes de uso realizadas a partir del 1° de enero de 2000, con la asignación de las vidas útiles máximas, que para cada grupo homogéneo de bienes estableció el ENARGAS. Respecto de los bienes incorporados con anterioridad a esa fecha, la Sociedad continuó considerando las vidas útiles establecidas originalmente, dado que su aplicación cumple con las disposiciones del ENARGAS. Consecuentemente no se ha producido ningún efecto significativo en los resultados de cada ejercicio.

f) Utilidad neta y dividendos por acción

La Sociedad calcula la utilidad neta y los dividendos por acción sobre la base de las acciones en circulación al cierre de cada ejercicio (202.351.288 acciones ordinarias de valor nominal \$1 y con

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

derecho a un voto por acción). La utilidad neta por acción “básica” se calculó considerando los resultados por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, los que fueron ganancia neta de 17.498 y de 20.382 respectivamente, sobre la base de la cantidad de acciones ordinarias indicadas mas arriba. La utilidad por acción “diluida” fue coincidente al cierre de cada ejercicio con la utilidad por acción “básica”.

g) Información comparativa

A los efectos de comparabilidad se han efectuado ciertas reclasificaciones sobre la información comparativa para exponerla sobre bases uniformes con la del presente ejercicio.

NOTA 5 - CRITERIOS DE VALUACION

A continuación se detallan los principales criterios de valuación utilizados para la confección de los Estados Contables:

a) Caja y bancos

- (i) **En moneda nacional sin cláusula de ajuste:** a su valor nominal incorporando, cuando corresponda, los intereses devengados a la fecha de cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación.
- (ii) **En moneda extranjera:** se convirtieron a los tipos de cambio vigentes al cierre de cada ejercicio para la liquidación de estas operaciones, incorporando, cuando corresponda, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo en moneda extranjera se expone en el Anexo G.

b) Créditos por ventas, otros créditos y deudas (excepto bonificaciones a otorgar a clientes y deudas financieras)

Estos créditos y deudas están valuados a su valor nominal, incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de cada ejercicio según las cláusulas específicas de cada operación, lo que no difiere significativamente de su medición contable obtenida mediante el cálculo del valor descontado de los flujos de fondos que originarán los mismos utilizando las tasas que correspondan según lo indicado por las normas contables vigentes. En el caso de créditos y deudas en moneda extranjera, se convirtieron al tipo de cambio vigente al cierre de cada ejercicio para la liquidación de las operaciones incorporando, en caso de corresponder, los intereses devengados a la fecha de cierre de los mismos según las cláusulas específicas de cada operación. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas a los resultados de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo G.

Respecto de los créditos y deudas por impuesto diferido, los mismos se exponen a su valor nominal de acuerdo a lo establecido por las normas contables vigentes.

En el caso de los créditos por convenios a recuperar cedidos por Gas del Estado S.E., surgen de convenios celebrados por este último con provincias, municipios y otras entidades, y fueron cedidos a la Sociedad a través del CT. Las correspondientes acreencias son recuperables mediante su facturación a los clientes incorporados y a incorporar en el futuro a las redes instaladas bajo los términos de estos convenios y están pactadas en metros cúbicos de gas. Estos créditos han sido valuados aplicando a los metros cúbicos de gas a facturar, las tarifas convenidas vigentes al cierre de cada ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Los créditos y deudas con sociedades del Art. 33 de la Ley 19.550 y con partes relacionadas han sido valuados a su valor nominal.

c) Inversiones

- (i) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda nacional:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (ii) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda extranjera:** han sido valuados de acuerdo con la suma de dinero entregada en el momento de la transacción más los resultados financieros devengados en base a la tasa interna de retorno determinada en dicha oportunidad, convertidos en pesos aplicando el tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio. Las diferencias de cambio resultantes fueron imputadas al resultado del ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (iii) **Fondos comunes de inversión:** a su valor neto de realización, incluidos los intereses al cierre de cada ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.

(iv) Títulos Públicos:

Bonos Par y Descuento: los mismos se encuentran valuados a su valor neto de realización, ya que la intención de la Sociedad es realizarlos en el corto plazo, el que incluye los intereses devengados al cierre del ejercicio. El Título Par tiene treinta y cinco años de plazo y amortización en diecinueve cuotas trimestrales, comenzando desde el 30 de setiembre de 2029 y una cuota trimestral final el 31 de diciembre de 2038. El Título Descuento tiene treinta años de plazo y amortización en veinte cuotas semestrales, comenzando desde el 30 de junio de 2024. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Títulos vinculados al PBI: Por el monto de capital de deuda elegible efectivamente canjeado se emitieron igual cantidad de Unidades Vinculadas al PBI, con un plazo a 30 años y fecha de pago el 15 de diciembre de cada año, a partir del 2006. El monto a pagar será el 5% del excedente del PBI disponible en el año de referencia (la diferencia entre el PBI real y el Caso Base del PBI). Los mismos se encuentran valuados a su valor neto de realización al cierre del ejercicio, ya que la intención de la Sociedad es realizarlos en el presente ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Certificados de Crédito Fiscal: A su costo de compra en moneda extranjera convertidos al tipo de cambio 1,40 pesos por cada dólar estadounidense y actualizado mediante CER al cierre del ejercicio. En virtud de lo establecido por el decreto PEN 1.005/2001 estos certificados se utilizarán para la cancelación de obligaciones impositivas con el Estado Nacional.

d) Bienes de cambio

Corresponde a materiales y a existencias de gas valuados a sus costos respectivos de reposición al cierre de cada ejercicio. Los bienes de cambio no superan su respectivo valor recuperable.

e) Bienes de uso

- (i) **Transferidos por Gas del Estado S.E.:** han sido valuados en función del precio de transferencia, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Dicho valor de transferencia se determinó en función del precio pagado (US\$ 122.000.000) por el paquete mayoritario licitado (60% del capital social). Este precio también sirvió de base para determinar el valor del 40% restante del capital

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

accionario. Al total del capital así calculado (U\$S 203.333.000), se le aplicó el tipo de cambio vigente a la fecha de la firma del CT para expresarlo en moneda local de curso legal (pesos), y así determinar el valor de los bienes de uso, dado que Gas del Estado S.E. no suministró a la Sociedad el costo histórico ajustado de dichos bienes. Los montos así determinados han sido reexpresados según lo explicado en la Nota 4.a).

Estos valores no superaron la valuación técnica realizada el 29 de noviembre de 1993 por un perito valuador independiente, en función a criterios establecidos por el ENARGAS.

Las depreciaciones acumuladas al cierre de cada ejercicio considerado fueron calculadas por el método de la línea recta, en función a la vida útil estimada en dicha valuación técnica para cada grupo homogéneo de bienes.

Al 31 de diciembre de 2006 no se ha concluido con la registración a nombre de la Sociedad de ciertos bienes registrables (esencialmente terrenos y edificios) recibidos de Gas del Estado S.E.

- (ii) **Adquiridos por la Sociedad con posterioridad al 28 de diciembre de 1992:** a su costo de adquisición reexpresado conforme a los criterios indicados en Nota 4.a), menos las correspondientes depreciaciones acumuladas, calculadas por el método de la línea recta en función de la vida útil estimada para cada grupo homogéneo de bienes.

El valor de incorporación al patrimonio de los sistemas de distribución (ramales de aproximación, estaciones de regulación y medición, redes de distribución, etc.), que fueron construidos y transferidos por terceros a la Sociedad, con el objeto de obtener la conexión al sistema, cuya operación y mantenimiento está a cargo de la Sociedad, surge de la evaluación económica de la explotación de los mismos. Dicha valuación también sirve de base para determinar la contraprestación a pagar a los usuarios, la cual se expresa en metros cúbicos de gas a bonificar a los clientes susceptibles de incorporarse a las redes transferidas en el plazo fijado para hacerlo, contabilizándose como una provisión (Bonificaciones a otorgar a clientes). Este criterio contempla lo requerido por la CNV con fecha 4 de agosto de 1995.

En relación con el criterio expuesto en el párrafo precedente, el ENARGAS, en el marco de sus Resoluciones N° 10/1993 y 44/1994, se ha expedido oportunamente en sucesivas resoluciones determinando, entre otros aspectos, el total de metros cúbicos de gas a bonificar para los años 1993, 1994 y 1995 a aquellos clientes que habiendo transferido a la Sociedad redes solventadas totalmente por ellos, no hubieran recibido contraprestación alguna. También estableció los metros cúbicos de gas a bonificar en promedio para los años 1996 a 2005 incluyendo el equivalente de otras contraprestaciones que pudieran haberse efectuado o se determinaran realizar. Dado que los cálculos efectuados por el ENARGAS arrojan valores similares al promedio calculado por la Sociedad, los efectos económicos derivados de la aplicación de estas disposiciones no resultaron significativos, no obstante lo cual, la Sociedad ha recurrido dichas resoluciones.

El valor de las altas de los sistemas de distribución incorporadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 982 y 1.212, respectivamente.

El valor de los bienes de uso, no supera su valor recuperable.

La evolución de los bienes de uso se expone en el Anexo A.

f) **Activos intangibles**

Gastos de organización y otros: a su costo de adquisición reexpresado conforme a los criterios indicados en Nota 4.a) menos las correspondientes amortizaciones acumuladas, calculadas por el método de la línea recta considerando una vida útil no mayor de cinco años.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

El valor de los activos intangibles, no supera su valor recuperable.

La evolución de los activos intangibles se expone en el Anexo B.

g) Cargas fiscales

En este rubro se incluyen, entre otros:

- (i) **Impuestos a las ganancias y a la ganancia mínima presunta:** en virtud de la sanción de la Ley N° 25.063 se modificó el primero y se creó, por el término de diez ejercicios anuales, el segundo. El impuesto a la ganancia mínima presunta es complementario del impuesto a las ganancias, dado que, mientras este último grava la utilidad impositiva del ejercicio, el impuesto a la ganancia mínima presunta constituye una imposición mínima que grava la renta potencial de ciertos activos productivos a la tasa del 1%, de modo que la obligación fiscal de la Sociedad coincidirá con el mayor de ambos impuestos. Sin embargo, si el impuesto a la ganancia mínima presunta excede en un ejercicio fiscal al impuesto a las ganancias, dicho exceso podrá computarse como pago a cuenta de cualquier excedente del impuesto a las ganancias sobre el impuesto a la ganancia mínima presunta que pudiera producirse en cualquiera de los diez ejercicios siguientes.

La Sociedad determinó el impuesto a las ganancias aplicando la tasa vigente del 35% sobre la utilidad impositiva estimada al cierre de cada ejercicio, considerando el efecto de las diferencias temporarias entre el resultado contable y el impositivo y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las mismas, considerando asimismo la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 1.996 y 1.831 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	<u>Al 31 de diciembre de 2006</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2005</u>
Créditos por ventas	1.049	1.184
Diferencias de cambio no computables impositivamente	-	131
Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles	(1.389)	(1.338)
Previsiones	2.284	1.834
Otros pasivos	52	20
Total	<u>1.996</u>	<u>1.831</u>

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 asciende a 165 de ganancia y 498 de pérdida, respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, los importes determinados en concepto de impuesto a las ganancias fueron superiores al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputaron a los resultados de cada ejercicio en el rubro "Impuesto a las ganancias".

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 16.290 y 16.975 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias a pagar, conforme normas impositivas, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 2.787 y 5.948 al 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

A continuación se detalla la conciliación entre el impuesto a las ganancias cargado a resultados y el que resultaría de aplicar al resultado contable antes de impuestos la tasa impositiva correspondiente:

	Al 31 de diciembre de 2006	Al 31 de diciembre de 2005
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	(11.768)	(13.249)
Diferencias permanentes	(216)	(297)
Reexpresión a moneda constante de activos no monetarios (a)	(4.141)	(3.927)
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	(16.125)	(17.473)

(a) La Sociedad ha optado por no reconocer el pasivo por impuesto diferido generado por el efecto del ajuste por inflación de los activos no monetarios, el cual asciende al cierre de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 aproximadamente a 95.153 y 99.527 a valores nominales, respectivamente y 25.254 y 25.894 a valores descontados, respectivamente. De haberse reconocido este pasivo diferido el cargo de impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005 hubiera disminuido en aproximadamente 4.374 y 4.189, respectivamente. La vida útil promedio restante de los activos no monetarios en cuestión es de aproximadamente 25 años. Se estima que este pasivo se revertirá totalmente a la finalización del plazo de la Licencia (Nota 2 c):

Año	2007	2008	2009	2010	2011 a 2020	2021 hasta finalizar la Licencia	Total
Reversión en valores nominales del pasivo	3.779	3.722	3.681	3.602	33.044	47.325	95.153

- (ii) **Impuesto sobre los bienes personales:** Como consecuencia de la sanción de la Ley N° 25.585, se amplió la aplicación de este impuesto respecto de las participaciones en sociedades regidas por la Ley N° 19.550 estableciendo que el gravamen correspondiente a las acciones o participaciones en el capital de éstas últimas, sea liquidado o ingresado por ellas adquiriendo el derecho al reintegro, por parte de los socios accionistas gravados, de los importes abonados. El gravamen se limita a los titulares que sean personas físicas y/o sucesiones indivisas domiciliadas en el país o en el exterior, y/o sociedades y/o cualquier otro tipo de persona de existencia ideal domiciliada en el exterior, y se calculó aplicando la alícuota del 0,50% sobre el valor patrimonial proporcional al 31 de diciembre de 2006 y 2005.
- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas a pagar ascienden a 1.175 y 1.564 al 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.
- (iv) **Impuesto a los ingresos brutos:** las ventas de la Sociedad están alcanzadas por el impuesto a los ingresos brutos, el cual promedió aproximadamente el 2,73% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

h) Previsiones

(i) Deducidas del activo:

Sobre créditos por ventas y otros créditos: se han constituido para reducir la valuación de los mismos en base al análisis y a las estimaciones de los créditos de cobro dudoso al cierre de cada ejercicio.

- (ii) **Incluidas en el pasivo:** se han constituido para afrontar situaciones contingentes que podrían originar obligaciones para la Sociedad. Incluyen los procesos judiciales pendientes o reclamos por eventuales perjuicios a terceros por hechos originados en el desarrollo de las actividades, así como también aquellas originadas en cuestiones interpretativas de la legislación vigente. En la estimación de los montos se ha considerado la probabilidad de su concreción, tomando en cuenta la opinión de los asesores legales.

La evolución de las provisiones se expone en el Anexo E.

i) Obligaciones “Take or Pay”

La Sociedad reconoce las pérdidas por sus obligaciones “Take or Pay” cuando dichos compromisos se estiman probables. La Sociedad no ha debido reconocer pérdidas por este concepto en los presentes Estados Contables (Nota 11.b).

j) Cuentas del patrimonio neto

Se encuentran reexpresadas conforme a los criterios indicados en la Nota 4.a), excepto la cuenta Capital Social - Valor Nominal -, cuyo ajuste se expone en la cuenta Capital Social – Ajuste del Capital -.

k) Cuentas del estado de resultados

Las cuentas que acumulan operaciones monetarias ocurridas en el ejercicio se valoraron a los importes originales de cada partida. Los cargos por consumos de activos no monetarios se computaron en función al costo original al momento de su imputación reexpresado según lo indicado en la Nota 4.a).

Las ganancias y pérdidas financieras se exponen a valores nominales.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTA 6 - DETALLE DE LOS PRINCIPALES RUBROS DE LOS ESTADOS CONTABLES

A continuación se indica la composición de los principales rubros de los Estados Contables a las fechas de cierre indicadas:

Estados de Situación Patrimonial

Activo Corriente	Al 31 de diciembre de 2006	Al 31 de diciembre de 2005
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	3.025	5.016
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	3	2
	3.028	5.018
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a)	24.834	33.063
Fondo subsidio Malargüe	3.221	1.709
Convenios a recuperar (Nota 5.b)	497	529
Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(8.311)	(8.884)
	20.241	26.417
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	62	61
Partes relacionadas (Nota 9)	106	130
Partes relacionadas (Nota 9 y Anexo G)	245	189
Gastos pagados por adelantado	704	487
Créditos con el personal	370	407
Créditos impositivos	137	201
Diversos	3.128	1.384
Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(259)	(259)
	4.493	2.600
d) Otros activos:		
Depósito judicial	3.426	3.392
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	420	420
	3.846	3.812
Activo No Corriente		
e) Otros créditos		
Créditos con el personal	39	17
Créditos impositivos (Nota 5.g)	1.996	1.831
Deudores varios	700	-
	2.735	1.848

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Pasivo Corriente	Al 31 de diciembre de 2006	Al 31 de diciembre de 2005
f) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	5.338	11.669
Otros proveedores de bienes y servicios	6.384	6.103
Otros proveedores de bienes y servicios en Moneda Extranjera (Anexo G)	20	-
Partes relacionadas en Moneda Nacional (Nota 9)	608	670
Partes relacionadas en Moneda Extranjera (Nota 9 y Anexo G)	492	391
Diversas	94	104
	12.936	18.937
g) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	2.089	1.412
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza (1)	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	8.678	3.789
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.	1.156	645
Diversos	2	2
	12.344	6.267
Pasivo No Corriente		
h) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	224	1.251
Deudas por redes cedidas por municipios	458	466
	682	1.717

(1) Estas bonificaciones van a ser pagadas a los clientes con los depósitos efectuados por la Provincia de Mendoza en una cuenta corriente especial a nombre de la Sociedad destinada exclusivamente a dicho fin. El saldo de la misma, se expone en el rubro "Otros activos" del activo corriente.

Estado de resultados	Al 31 de diciembre de 2006	Al 31 de diciembre de 2005
i) Ventas		
Ventas por gas entregado (Nota 8.a)	160.275	201.047
Otras ventas	4.282	4.262
	164.557	205.309
j) Otros ingresos netos		
Recuperos de provisiones	-	2.099
Otros recuperos	-	676
Otros	85	217
	85	2.992

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTA 7 - APERTURA POR PLAZOS DE COLOCACIONES DE FONDOS, CREDITOS Y PASIVOS

Al 31 de diciembre de 2006 la apertura por plazos de vencimiento de colocaciones de fondos, créditos y pasivos es la siguiente:

	Colocaciones de fondos	Créditos (1)	Otros pasivos (2)
SIN PLAZO	-	49	-
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 1996	-	487	-
Entre enero y diciembre de 1996	-	163	-
Entre enero y diciembre de 1997	-	237	-
Entre enero y diciembre de 1998	-	248	-
Entre enero y diciembre de 1999	-	491	-
Entre enero y diciembre de 2000	-	772	-
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.299	115
Entre enero y diciembre de 2002	-	649	11
Entre enero y marzo de 2003	-	37	-
Entre abril y junio de 2003	-	46	35
Entre julio y setiembre de 2003	-	60	118
Entre octubre y diciembre de 2003	15	33	41
Entre enero y marzo de 2004	-	33	-
Entre abril y junio de 2004	-	163	38
Entre julio y setiembre de 2004	-	97	426
Entre octubre y diciembre de 2004	-	37	184
Entre enero y marzo de 2005	-	69	182
Entre abril y junio de 2005	-	58	106
Entre julio y setiembre de 2005	-	97	724
Entre octubre y diciembre de 2005	-	177	174
Entre enero y marzo de 2006	-	102	173
Entre abril y junio de 2006	-	77	387
Entre julio y setiembre de 2006	-	1.824	173
Entre octubre y diciembre de 2006	-	782	1.217
Total de plazo vencido	15	8.038	4.104
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2007	25.619	23.457	27.251
Entre abril y junio de 2007	-	549	3.475
Entre julio y setiembre de 2007	-	465	518
Entre octubre y diciembre de 2007	-	746	518
Entre enero y diciembre de 2008	-	733	5
Entre enero y diciembre de 2009	-	6	229
Entre enero y diciembre de 2010	-	-	5
Con posterioridad a diciembre de 2010	-	1.996	443
Total de plazo a vencer	25.619	27.952	32.444
TOTAL	(a) 25.634	(b) 36.039	(c) 36.548

(1) Comprende el total de créditos excluidas las provisiones.

(2) Comprende el pasivo total excluidas las provisiones.

Tasas de interés:

(a) El 100% devenga intereses.

(b) Aproximadamente un 65% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 42% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTA 8 - CONCENTRACION DE OPERACIONES

a) Clientes:

Los consumos de gas de clientes residenciales fluctúan a lo largo del año, incrementándose significativamente en la época invernal. Si bien la facturación de gas a estos clientes es poco significativa en función de los importes considerados individualmente, la misma representó aproximadamente el 54% y el 44% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, respectivamente.

Las ventas restantes corresponden principalmente a industrias, usinas, subdistribuidores y GNC. Los consumos de gas de algunas industrias y usinas se efectúan bajo condiciones de servicio que establecen la interrumpibilidad del mismo, lo que básicamente se verifica en el periodo invernal.

Dentro de estos últimos, no hubo clientes que concentraran más del 10% de las ventas brutas de la Sociedad en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

b) Proveedores:

Los principales costos de distribución de gas están representados por adquisiciones de gas a productores y su posterior transporte hasta el sistema de distribución de gas de la Sociedad (Anexo F).

Tal como se indica en la Nota 11, la Sociedad ha realizado acuerdos de transporte en firme con Transportadora de Gas del Norte S.A. ("T.G.N. S.A."), y su principal productor de gas es YPF S.A.

Los saldos a favor de estos proveedores al 31 de diciembre de 2006 y 2005 son los siguientes:

	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
YPF S.A.	2.030	3.904
T.G.N. S.A.	1.400	1.400
Total	3.430	5.304
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	27%	28%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Compra de gas a YPF S.A.	38.727	52.942
Capacidad de transporte cedida por YPF S.A.	1.252	1.093
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	17.395	16.910
Total	57.374	70.945
% que representa sobre el total de compras y gastos	37%	38%

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

NOTA 9 - SOCIEDAD CONTROLANTE. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES ART. 33 LEY N° 19.550 Y PARTES RELACIONADAS

Inversora de Gas Cuyana S.A. es titular de las acciones clase "A" de la Sociedad, lo que le permite ejercer el control de la misma en los términos del Art. 33 de la Ley N° 19.550 al poseer el 51% del capital ordinario y de los votos posibles en las asambleas de accionistas. El objeto social de Inversora de Gas Cuyana S.A. es la participación en el capital social de la Sociedad, y su domicilio es Av. Corrientes 545, 8° piso frente, Buenos Aires.

Al 31 de diciembre de 2006 los accionistas de la Sociedad Controlante, Inversora de Gas Cuyana S.A., son ENI S.p.A. ("ENI") (76%) y LG&E Power Argentina III LLC ("LG&E"), -una compañía perteneciente al grupo E.ON U.S. LLC- (24%) (Nota 10.a y c).

Los saldos de créditos y deudas con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas al 31 de diciembre de 2006 y 2005 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS	
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
ENI S.p.A.	3	-
Inversora de Gas Cuyana S.A.	-	1
LG&E Power Argentina III LLC	59	60
Total Sociedades Art. 33	62	61
Partes relacionadas:		
Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS") (Nota 10)	70	70
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	281	239
Directores y Personal Gerencial	9	10
Total Partes relacionadas	360	319
Total	422	380

DENOMINACION	CUENTAS A PAGAR	
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Partes relacionadas:		
ITALGAS (Nota 10)	213	329
Sofid (Anexo G)	492	391
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	395	341
Total	1.100	1.061

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

DENOMINACION	DIVIDENDOS A PAGAR	
	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
ENI	29	5
LG&E Power Argentina III LLC	-	17
Total	29	22

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005, la Sociedad ha realizado las siguientes operaciones con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas [ingresos (egresos)]:

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL	
		31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.566)	(2.080)
ITALGAS (Nota 10)	Relacionada	(213)	(174)
Total		(2.779)	(2.254)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(2.232)	(1.782)
Total		(2.232)	(1.782)
Gastos operativos			
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(5)	(3)
Sofid S.p.A.	Relacionada	(66)	(95)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(621)	(644)
Total		(692)	(742)
Recupero de costos y otros			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	969	111
Total		969	111
Resultados Financieros			
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(216)	(201)
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(29)	(27)
LG&E Power Argentina III LLC	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(9)	(9)
Programa de Propiedad Participada	Relacionada	(42)	(39)
Otros (1)	Relacionada	(127)	(118)
Total		(423)	(394)
Total operaciones		(5.157)	(5.061)

(1) Corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

NOTA 10 - CAPITAL SOCIAL

a) Evolución del capital social

La Sociedad fue constituida el 24 de noviembre de 1992 con un capital social de 12, que fue inscripto en el Registro Público de Comercio.

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas N° 1 del 28 de diciembre de 1992 aprobó un aporte irrevocable para futuras suscripciones de capital por un valor nominal de 201.503 y decidió la

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

capitalización parcial de dicho aporte por un valor nominal de 161.203. Dicho aumento de capital fue inscripto en la Inspección General de Justicia.

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de agosto de 1994 decidió la capitalización del saldo del aporte irrevocable (valor nominal más su ajuste integral al 31 de diciembre de 1994) de 41.136, manteniéndose las proporciones entre las distintas clases de acciones.

Como consecuencia de esta capitalización, el valor nominal del capital emitido asciende a 202.351 equivalente a 202.351.288 acciones ordinarias y escriturales de valor nominal pesos uno y con derecho a un voto por acción. Dicho aumento de capital fue inscripto en el Registro Público de Comercio el 25 de abril de 1995.

Con fecha 3 de diciembre de 2004 la Sociedad informó a la CNV sobre el proceso de escisión-fusión parcial de ITALGAS a favor de ENI, sociedad ésta controlante de ITALGAS al 100%, en virtud de la cual se transfiere al ENI la totalidad de las participaciones de ITALGAS en Inversora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. Con fecha 11 de marzo de 2005 el ENARGAS mediante nota ENRG/GAL/GD y E/D N° 1637 autorizó a ENI a poseer en forma directa las acciones que ITALGAS detenta en la Sociedad y en Inversora de Gas Cuyana S.A.

Finalmente, con fecha 14 de abril de 2005 la Sociedad recibió sendas notas de ITALGAS e Inversora de Gas Cuyana S.A. comunicando en ambos casos que, en cumplimiento del art. 215 de la Ley N° 19.550 y del art. 2 de la Ley N° 24.587, han quedado transferidas (libre de todo gravamen) a ENI la totalidad de las acciones que ITALGAS posee en la Sociedad e Inversora de Gas Cuyana S.A. (Nota 9).

La composición accionaria de la Sociedad al 31 de diciembre de 2006 es la siguiente:

	Cantidad de Acciones	Clase	Porcentaje
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00
LG&E	4.370.788	B	2,16
ENI	13.840.828	B	6,84
Programa de Propiedad Participada	20.235.129	C	10,00
Otros (1)	60.705.386	B	30,00
Total	202.351.288		100,00

(1) Corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

De conformidad con lo dispuesto en la Licencia, la Sociedad sólo podrá reducir voluntariamente su capital, rescatar sus acciones o efectuar distribución de su patrimonio neto, con excepción del pago de dividendos de conformidad con la Ley N° 19.550, previa conformidad del ENARGAS.

b) Oferta pública de acciones

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 16 de setiembre de 1999 ratificó la decisión aprobada en similar asamblea del 29 de agosto de 1994, respecto del ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública de acciones y la cotización de sus acciones representativas del capital social en la CNV y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. El 26 de agosto de 1999 la CNV, mediante Resolución N° 12.963, autorizó el ingreso de la Sociedad al régimen de oferta pública de la totalidad de las acciones que componen su capital social.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

La Sociedad está obligada a mantener en vigencia la autorización de oferta pública del capital social y su 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.

De acuerdo con lo previsto en el Contrato de Transferencia, en agosto de 1999 el Gobierno de la Provincia de Mendoza ofreció a la venta, mediante oferta pública y cotización en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, su 30% de participación en el capital social de la Sociedad, representado por 60.705.386 acciones Clase "B", pasando las mismas a manos de inversores privados.

c) Limitación a la transmisibilidad de las acciones de la Sociedad

El estatuto de la Sociedad establece que se deberá requerir la aprobación previa del ENARGAS para transferir las acciones ordinarias Clase "A" (representativas del 51% del capital social). El pliego prevé que dicha aprobación previa podrá ser otorgada siempre que se cumplan las siguientes condiciones:

- la venta comprenda el 51% del capital social 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;
- el solicitante acredite que mediante la misma no desmejorará la calidad de la operación del servicio licenciado.

d) Programa de Propiedad Participada

El 10% del capital social, representado por las acciones de Clase "C" se encuentra en poder del Programa de Propiedad Participada ("PPP"). Dicho programa se creó para beneficiar particularmente al personal transferido de Gas del Estado S.E. que prestaba servicios para la Sociedad al momento de la transferencia de acciones. En febrero de 1994 las acciones se adjudicaron fijándose como precio de venta \$1,25 por acción, las mismas podrán transformarse en Clase "B" una vez que los beneficiarios de dicho programa hayan cancelado la deuda con el Estado. El precio de las acciones es pagado por los empleados con el 100% de los dividendos que devenguen las mismas y con hasta el 50% de los importes que la Sociedad les abone en concepto de Bonos de Participación en las ganancias para el personal en relación de dependencia.

Estas acciones Clase "C" permanecen a nombre del Banco Fideicomisario, prendadas a favor del Estado vendedor, hasta la cancelación del precio y la liberación de la prenda. Los bonos son personales, intransferibles y caducan con la extinción de la relación laboral, cualquiera sea su causa, no dando derecho a acrecer a los empleados que permanecen en la Sociedad.

El estatuto de la Sociedad prevé la emisión de Bonos de Participación para el Personal en los términos del Art. 230 de la Ley N° 19.550, de forma tal de distribuir entre los empleados de la Sociedad el 0,5% de la utilidad neta de cada ejercicio, la que se encuentra provisionada dentro del rubro "remuneraciones y cargas sociales" al cierre de cada ejercicio.

NOTA 11 - CONTRATOS Y OBLIGACIONES ASUMIDOS POR LA SOCIEDAD

Salvo lo indicado en estos Estados Contables, la Sociedad no sucede a Gas del Estado S.E. a título universal ni particular en sus deudas, obligaciones y responsabilidades contingentes. Las contingencias anteriores al momento de la toma de posesión son soportadas por Gas del Estado S.E., siguiendo las normas establecidas en el CT.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

A continuación se detallan los principales contratos cedidos por Gas del Estado S.E. vigentes y los acuerdos celebrados por la Sociedad con posterioridad a la toma de posesión:

a) Contratos cedidos por Gas del Estado S.E. según el CT:

De los contratos operativos cedidos a favor de la Sociedad mediante el Anexo XV del CT, sólo se encuentra vigente a la fecha de cierre de los presentes Estados Contables, el contrato de transporte firme con T.G.N. S.A.

b) Acuerdos celebrados con posterioridad a la toma de posesión:

Con el objeto de garantizar el adecuado abastecimiento y transporte de gas de acuerdo con los términos de la Licencia, la Sociedad ha celebrado los siguientes acuerdos a mediano y largo plazo:

(i) Acuerdos de compra de gas

La Sociedad celebró oportunamente acuerdos de suministro de gas con YPF S.A. y otros productores de la cuenca Neuquina. Por estos acuerdos, la Sociedad asumió el compromiso de adquirir ciertos volúmenes de gas calculados en función de la demanda estimada de gas ("las cantidades programadas"). Los mismos han incluido condiciones de compra de gas mínimas mensuales o estacionales bajo una cláusula de "take or pay" (el monto mínimo de compra debe pagarse aunque no se hayan requerido las cantidades mínimas de gas contratadas bajo ciertas circunstancias), calculadas sobre la base de cantidades programadas y volúmenes máximos diarios comprometidos para ser entregados por los productores. Sin embargo, se previeron ciertas circunstancias, como por ejemplo: "by-pass" por parte de clientes, ventas directas o indirectas por parte de esos mismos productores, cese eventual del consumo de algún cliente, etc., por las que la Sociedad podría reducir las cantidades programadas acordadas.

Los precios del gas se fijaron en dólares estadounidenses por millón de British Thermal Units (BTU's) (Nota 3). Estos precios, según los términos de los acuerdos, sufren variaciones según la época en la que el gas es comprado y, para los casos en que los precios no estuviesen fijados en los acuerdos, su determinación se acordó a través de fórmulas preestablecidas. Se previó que si los precios fijados difiriesen significativamente de los precios del mercado, la Sociedad estaría en condiciones de renegociar la estructura de precios de los acuerdos.

Cualquier modificación a las cantidades programadas también tendrá impacto en los compromisos mínimos de compra de la Sociedad.

Con fecha 30 de abril de 2004, han vencido los principales contratos de suministro de gas natural -o sus prórrogas- que vinculan a la Sociedad con productores de gas. En ausencia de un contrato de compra de gas natural vigente entre YPF S.A. y la Sociedad, este proveedor comunicó su decisión de suministrar gas natural en forma diaria o spot al precio establecido en el "Acuerdo" homologado por la Resolución del MPFIPyS N° 208/2004, publicada el 22 de abril de 2004, fecha a partir de la cual rige su vigencia. Esta situación se mantendrá hasta tanto se termine con las renegociaciones de los contratos que se vienen llevando a cabo entre los productores de gas y -entre otros- las licenciatarias de distribución en los términos del "Acuerdo" (Nota 3).

En el marco de lo ordenado por la SE en función del "Acuerdo", el 11 de mayo de 2004 la Sociedad celebró acuerdos de suministro de gas con Wintershall Energía S.A; Total Austral S.A. y Pan American Energy LLC, por la cuenca Neuquina. En algunos casos se sujetaron a las cláusulas generales de los acuerdos preexistentes (como take or pay o delivery or pay). Dichos acuerdos

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

incluyeron rangos de precios diferentes, establecidos en pesos, en relación a la categoría de clientes hacia la cual está destinada la provisión, en función a lo previsto en el “Acuerdo”. Para los consumos de Grandes Usuarios, SGG, GNC Venta Firme, y SGP 3 se establecieron incrementos de precios escalonados en función de un sendero de cuatro ajustes sucesivos. Previeron además las reducciones de las cantidades comprometidas en la medida en que se fuera implementando lo dispuesto en el Decreto N° 181/2004 (Art. 4) y que las distintas categorías de usuarios deban comprar el gas en forma directa. Estos acuerdos vencieron el 31 de diciembre de 2006.

A pesar de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco de estos acuerdos y de los ingentes esfuerzos realizados por la Sociedad, el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., no readecuó ni aceptó ofertas por gas de la cuenca Neuquina. No obstante, continuó con provisión suficiente, a requisitoria diaria de la Sociedad vía el mecanismo de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS. A comienzos de febrero de 2005 se recibió de YPF S.A. una OI para la provisión de la cuenca Neuquina, que no satisface las necesidades de la Sociedad, y por tal motivo se realizó una contrapropuesta. Las negociaciones continuaron durante el año 2005 y, en marzo de 2006, la Sociedad remitió a YPF S.A. los términos bajo los cuales sería posible acordar la renovación del contrato por el plazo remanente del “Acuerdo”. En fecha más reciente la Sociedad recibió una comunicación de YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento durante los 2 primeros meses de 2007, durante los cuales se previó retomar las negociaciones. La Sociedad manifestó su conformidad con la prórroga y su disposición a lograr formalizar un acuerdo.

Adicionalmente, en setiembre de 2006 la Sociedad manifestó formalmente, a YPF S.A. y demás productores con los cuales mantenía contratos vigentes hasta el 31 de diciembre de 2006, su voluntad de renovar la relación contractual o fáctica de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surja de la eventual prórroga del “Acuerdo”. Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pueda emitir la autoridad regulatoria. No obstante, ante la falta de acuerdo entre la SE y los productores para resolver la situación de abastecimiento a las distribuidoras al vencimiento del “Acuerdo” –a partir del 1° de enero de 2007-, los productores con acuerdos con la Sociedad manifestaron su voluntad de prorrogar los mismos hasta el 30 de abril de 2007.

La Sociedad no puede asegurar el resultado de las negociaciones, y por ello hasta tanto se obtengan derechos contractuales sobre el gas necesario para los consumos prioritarios, la Sociedad se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

Ante la injustificada demora en que incurrió el ENARGAS para dar traslado a tarifas del último escalón del sendero de precios que debió estar vigente a partir del 1° de julio de 2005, la Sociedad debió, en su momento, limitar el reconocimiento del pago de este mayor precio a los productores. Ello motivó que la SE y varios productores procedieran a intimar a la Sociedad instando al pago del precio previsto en el “Acuerdo”, independientemente de que fuera trasladado a las tarifas finales. La Sociedad rechazó estas intimaciones resguardándose en las cláusulas expresas del “Acuerdo” que comprometen a la propia SE a asegurar el traslado “efectivo y oportuno” a las tarifas (conforme cláusula 6.2 del “Acuerdo”). Con la notificación de la Resolución ENRG N° 3.466/2006 el día 23 de marzo de 2006, el ENARGAS permitió a la Sociedad recuperar de sus clientes este precio del final del sendero, mediante un plan de pagos en 8 cuotas sin recargos ni intereses y con dos meses de gracia a partir del 1° de marzo de 2006. Ante esta situación, los productores aceptaron –en algunos casos con reservas- condiciones de pago equivalentes por parte de la Sociedad para cancelar la totalidad de la deuda contraída bajo este concepto. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, han

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

sido canceladas todas las sumas que debían ser compensadas a los productores sin que surgieran nuevos reclamos por parte de estos.

En función de las cantidades programadas en los acuerdos, los compromisos mínimos ascienden a aproximadamente 4,8 millones de metros cúbicos por el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2007 y el 30 de abril de 2007.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, la Sociedad no ha debido pagar por cláusulas take or pay. Adicionalmente, en circunstancias en que la Sociedad deba pagar por gas no recibido, esos volúmenes podrán ser compensados en ejercicios futuros en los términos de cada uno de los acuerdos.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

El 30 de octubre de 1997 el contrato transferido originalmente por el CT se prorrogó hasta el año 2013 y se repactaron las opciones para reducir la capacidad contratada. Simultáneamente, la Sociedad acordó capacidad firme sobre el gasoducto Centro-Oeste, cubriendo las necesidades de demanda en forma escalonada.

En diciembre de 1998 se celebró un nuevo acuerdo con T.G.N. S.A. por el cual se amplió en forma escalonada la capacidad de transporte, cuyo vencimiento operará el 30 de abril de 2014. En octubre de 1999, se amplía nuevamente esta capacidad de transporte con compromisos asumidos hasta el 31 de mayo de 2015. A partir del mes de mayo de 2003, se incrementó por el término de doce meses la capacidad contratada firme de transporte en 100.000 m³/día adicionales.

Excepto por ciertas circunstancias, T.G.N. S.A. no puede disminuir o interrumpir el servicio de transporte. Los precios del servicio de transporte han sido fijados en dólares estadounidenses, que se convierten en pesos conforme a la Ley de Convertibilidad N° 23.298 en el momento de la facturación, y se ajustan semestralmente por la variación del P.P.I. Asimismo, se encuentran sujetos a los ajustes resultantes de las revisiones tarifarias quinquenales. Cualquier cambio en la tarifa de transporte podrá trasladarse a la tarifa de venta de la Sociedad, previa autorización del ENARGAS (Nota 3).

Al 31 de diciembre de 2001, como consecuencia de lo mencionado en la Nota 3, la Sociedad ha anulado la registración del devengamiento correspondiente al ajuste por P.P.I. del transporte de gas de los años 2001 y 2000, de U\$S 1,86 millones y U\$S 0,76 millones respectivamente, no autorizados a trasladar a la tarifa de venta.

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 75,17 millones entre el 1° de enero de 2007 y el 31 de mayo de 2015 (Nota 3), distribuidos en distintos periodos medidos en años de la siguiente manera:

2007 a 2010	2011 a 2013	2014	2015	Total del periodo
(EN MILLONES DE \$ -Nota 3-)				
65,61	5,14	2,76	1,66	75,17

Bajo ciertas circunstancias establecidas en los acuerdos y en el reglamento de servicio de T.G.N. S.A., la Sociedad puede reducir su compromiso mínimo asumido.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Con fecha 19 de julio de 2004 T.G.N. S.A. comunicó a la Sociedad el resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 (“CA01”) para la ampliación de capacidad de transporte firme del Gasoducto Centro Oeste, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPF,IPyS, por el cual se le adjudica a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una Reserva Mínima Inicial (“RMI”) que debe mantenerse en forma prioritaria en relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, T.G.N. S.A. dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

De todos modos, debido a lo costoso de la expansión de los demás gasoductos en relación con ampliaciones anteriores, el ENARGAS mediante Nota N° 1.989/2005 del 22 de marzo de 2005, determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado a todos los cargadores firmes de T.G.N. S.A. y T.G.S. S.A., excluidos los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras pertenecientes a las categorías Residencial y Generales “P” escalones 1 y 2.

En alternativa y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto PEN N° 1.882/04 del 21 de diciembre de 2004, donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación del Gasoducto Centro Oeste, YPF S.A. se compromete a ofrecer los siguientes servicios: i) de peaking (gas y transporte) de manera tal que los adjudicatarios originales del CA01 puedan contar con la utilización del almacenamiento subterráneo de gas natural Lunlunta Carrizal, estimando que podría aportar un volumen de 350.000 m³/día por tratarse de su primera operación comercial; y ii) de sustitución de algunos consumos de gas ya existentes por combustible líquido, por un volumen de 250.000 m³/día, que se liberan a través de una servicio de peaking. Ambos servicios tendrán una duración de dos periodos invernales (2005 y 2006).

En ambos casos el costo final de gas y transporte no será superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del Gasoducto Centro Oeste. Para ello deberá tenerse en cuenta el costo de transporte incluyendo el correspondiente Cargo Fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado, más un valor de mercado por el gas natural.

Como alternativa de abastecimiento y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497 m³/día, para el periodo comprendido entre el 1° de junio y

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

el 15 de setiembre de 2005, que luego fue renovado para el periodo que va desde el 15 de mayo al 15 de setiembre de 2006.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15 de junio de 2005 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de T.G.N. S.A. organizado por la SE, y que alcanza a aproximadamente el 70% del valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías SGP1 y SGP2 y los Subdistribuidores. Por lo tanto, los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

A finales del mes de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que recién estarían operativos en 2007/8. Dentro de dicho programa a T.G.N. S.A. le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que T.G.N. S.A. hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto T.G.N. S.A. 01/2005 ("CA02"), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. El Acto de presentación de las OI, tras sucesivas prórrogas, se fijó para el 30 de noviembre de 2005. En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2 y todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismas o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: 1°) consumos ininterrumpibles R, P1 y 2; 2°) requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; 3°) resto de los usuarios del mercado interno; y 4°) resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecen distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, la SE aclaró – como se menciona **anteriormente**- que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC y a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados al año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30 de noviembre de 2005 la Sociedad remitió una OI a T.G.N. S.A. por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años (hasta el año 2041). Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a T.G.N. S.A. por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad). El total de ofertas recibidas por T.G.N. S.A. superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día).

El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día. Con fecha 6 de abril de 2006 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas en relación al CA02. En dicha Nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, bajo Prioridad 1 la cantidad de 847.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2006 y 220.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2007, totalizando 1.067.000 m³/día. En todos los casos la asignación corresponde al Gasoducto Centro Oeste de T.G.N. S.A. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. Si bien las fechas a partir de las cuales el ENARGAS asignó la capacidad responden en cierta medida a la fecha de necesidad de la misma, la ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

que efectivamente realice T.G.N. S.A. y ello está supeditado a la obtención de financiamiento. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables la Sociedad desconoce el plazo y las modalidades que implementará el PEN para asegurar el financiamiento de estas expansiones destinadas a usuarios ininterrumpibles y firmes.

Con fecha 4 de marzo de 2005 la Sociedad firmó un contrato con T.G.N. S.A. por un servicio de compresión para elevar la presión mínima de los volúmenes (500.000 m³/día) derivados hacia el ramal La Mora - San Rafael de 40 kg/cm² a 50 Kg/cm² durante el periodo invernal de cada año.

El 18 de mayo de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 mediante la cual se dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan, para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético.

Mediante Decreto PEN N° 1.216/2006 publicado el 18 de setiembre de 2006 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto N° 616/2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 5 de enero de 2007 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 1° de enero de 2007, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico equivale al 380% del costo de transporte con lo cual su acumulado -tarifa original de TGN con más los dos cargos específicos creados- resulta equivalente a 5,5 veces la tarifa de transporte vigente a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables.

La Dirección de la Sociedad estima que no se producirán pérdidas derivadas del cumplimiento de estos acuerdos.

(iii) Acuerdos de distribución y asistencia en picos con CTM

En el mes de octubre de 1996, la Sociedad celebró un acuerdo con CTM por el cual se compromete a distribuir gas a las instalaciones de la misma. Asimismo, se celebró un acuerdo de asistencia en picos mediante el cual CTM se compromete a dejar de consumir gas durante los días de demanda pico de invierno en que la Sociedad lo solicite, poniendo esas cantidades de gas no consumidas a su disposición a cambio de una compensación económica. También se celebró un acuerdo complementario que establecía la propiedad en común de una planta compresora y que los costos de operación y mantenimiento eran compartidos por ambas partes. El plazo de los contratos es de 20 años a partir de abril de 1998. Estos contratos fueron afectados por la sanción de la Ley N° 25.561 (Nota 3), por lo que se encontraban sujetos a revisión, por tal motivo la Sociedad y CTM llevaron a cabo un proceso de negociaciones que culminaron a fines de julio de 2006 con la celebración de una

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

addenda que afecta a los contratos de distribución, al contrato de asistencia en picos y al acuerdo complementario celebrados en 1996. Los principales aspectos que contempla esta addenda son: a) se suspende transitoriamente el contrato de asistencia en picos; b) se establece el canon mensual de distribución en pesos con un mecanismo de ajuste semestral –o, alternativamente conforme se ajusten ciertas tarifas por parte del ENARGAS, cuyas variaciones no pueden ser estimadas a la fecha de los presentes Estados Contables- determinando condiciones para la asistencia en picos con nuevos parámetros de compensaciones, limitando a 700.000 m³/día la asistencia máxima que pondrá a disposición CTM; c) dejar sin efecto el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM; d) la venta a CTM de la porción indivisa del compresor instalado en el predio de CTM, el cual no constituye activo esencial a los fines de la regulación; y e) la modificación permanente de las cláusulas de arbitraje previstas en los contratos.

La addenda propuesta tendrá una vigencia de 2 años a partir del 1° de mayo de 2006 y luego será renovada anualmente si ninguna de las partes notifica a la otra su decisión en contrario.

NOTA 12 - MEDIO AMBIENTE

La Dirección estima que las operaciones de la Sociedad se ajustan en forma sustancial a las leyes y regulaciones relativas a la protección del medio ambiente actualmente vigentes en la República Argentina, tal como estas leyes han sido históricamente interpretadas y aplicadas. Sin embargo, las autoridades locales, provinciales y nacionales están tendiendo a incrementar las exigencias previstas en las leyes aplicables y a la implementación de pautas ambientales en muchos sentidos comparables con aquellas actualmente vigentes en los Estados Unidos de Norteamérica y en países de la Unión Europea.

NOTA 13 - RESTRICCIONES A LA DISTRIBUCION DE LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

Adicionalmente a la restricción del 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, para el Bono de Participación del Personal mencionado en la Nota 10.d), de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 y normas emitidas por la CNV, deberá destinarse a constituir la reserva legal un monto no inferior al 5% de la utilidad del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social reexpresado en moneda constante conforme lo indicado en la Nota 4.a) (capital social, aportes irrevocables y sus correspondientes cuentas de ajuste integral).

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 22 de abril de 2005, que pasara a cuarto intermedio para el día 29 de abril de 2005, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 31.200 (los dividendos por acción son de 0,154), como distribución de los resultados no asignados luego del cómputo del bono de participación del personal, la reserva legal y los honorarios a Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora. Asimismo, dispuso que la distribución se efectuara en 3 cuotas iguales de 10.400 cada una en los meses de mayo, agosto y octubre de 2005, devengando las últimas dos cuotas un interés del 6% anual desde el 22 de mayo de 2005 hasta el día anterior al momento de efectivizarse el pago.

Con fechas 9, 10 y 11 de mayo y 18 de agosto de 2005 se efectivizó el pago de la primera y segunda cuota de la distribución de dividendos aprobada en la citada asamblea. Asimismo, con fecha 14 de octubre de 2005, se canceló la tercer y última cuota de dichos dividendos.

La Asamblea General Ordinaria de Accionistas del 7 de marzo de 2006, aprobó la distribución de dividendos en efectivo por 25.294 (los dividendos por acción son de 0,125), como distribución de los resultados no asignados luego del cómputo del bono de participación del personal, la reserva legal y los honorarios a Directores y miembros de la Comisión Fiscalizadora para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2005. Asimismo, dispuso que la distribución se efectuara en 3 cuotas iguales de 8.431 cada una

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

en los meses de abril, julio y setiembre de 2006, devengando las últimas dos cuotas un interés del 7,5% anual desde el 7 de abril de 2006 hasta el día anterior al momento de efectivizarse el pago.

En los meses de abril, julio y setiembre de 2006 fueron pagados los importes correspondientes a los dividendos aprobados en la citada Asamblea.

NOTA 14 - CONTINGENCIAS

- a) El 18 de mayo de 1998 la Dirección Provincial de Rentas de la Provincia del Neuquén (“DPR Neuquén”) corrió vista a la Sociedad de una liquidación provisoria de deuda en concepto de impuesto de sellos, correspondiente a los contratos de transporte de gas en firme celebrados con T.G.N. S.A. el 21 de diciembre de 1992, y que fueran cedidos por el Estado Nacional como anexo del CT.

La Sociedad con fecha 18 de setiembre de 1998, realizó su correspondiente descargo y la presentación de las pruebas documentales pertinentes, dejándose establecido que por el CT, todos los impuestos argentinos de sellos nacionales y provinciales que recaigan sobre los contratos cedidos, deben ser soportados por Gas del Estado S.E. y/o el Estado Nacional, quienes, por otra parte, resultan sujetos exentos del pago del impuesto.

La DPR Neuquén, mediante resolución del 6 de diciembre de 1999, rechazó los planteos contenidos en el descargo presentado por la Sociedad, determinando de oficio que el monto de la deuda asciende a 2.810 más los intereses y accesorios que correspondan, como total asignable a ambas partes contratantes. La Sociedad impugnó dicha resolución a través de un recurso administrativo de reconsideración y apelación en subsidio. Adicionalmente, la Sociedad formuló ante el MECON la reserva de reclamar al Estado Nacional los daños y perjuicios que pudieran resultar de una eventual ejecución fiscal, u otra medida judicial que la Provincia del Neuquén pudiese entablar en contra de la Sociedad.

Con fecha 28 de marzo de 2001 la DPR Neuquén, mediante la Resolución N° 095/DPR/2001, dispuso reliquidar las deudas reclamadas, incorporando multas e intereses al 28 de febrero de 2001, por un monto de 15.734. El 19 de abril de 2001 la Sociedad interpuso un nuevo recurso de reconsideración y apelación en subsidio contra dicha resolución.

El 23 de octubre de 2001 la Sociedad fue notificada de la Resolución N° 553 de la DPR Neuquén, donde se resuelve rechazar en todas sus partes el recurso de reconsideración interpuesto por la Sociedad. A pesar de que dicho recurso llevaba apelación en subsidio, la citada resolución resolvió no dar curso a este último, por lo que se presentó un escrito de recurso de apelación ante el Poder Ejecutivo. Mediante el Decreto N° 1.318/04 de la Provincia del Neuquén del 2 de julio de 2004 se revocó la Resolución N° 095/DPR/2001 y demás actos administrativos dictados en su consecuencia, haciendo lugar al recurso interpuesto por la Sociedad.

Asimismo, como consecuencia de las actuaciones que para la determinación de impuesto de sellos la DPR Neuquén le iniciara a T.G.N. S.A. sobre las ampliaciones del contrato de transporte celebradas entre ésta y la Sociedad a partir de la fecha de toma de posesión, T.G.N. S.A. mediante nota fechada el 24 de noviembre de 2001, invocando solidaridad fiscal, expresó a la Sociedad su voluntad de repetir contra ésta el cincuenta por ciento de los importes que eventualmente debiera abonar al fisco.

El 16 de marzo de 2001, la DPR Neuquén notificó a la Sociedad la determinación de la deuda tributaria de T.G.N. S.A., por lo que la Sociedad interpuso recurso administrativo por considerar que las ofertas de transporte de gas no se encuentran alcanzadas por el gravamen en cuestión. Asimismo el ENARGAS ha manifestado que los reclamos provenientes por estos gravámenes carecen de fundamento jurídico.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Finalmente, el 1° de noviembre de 2001 la DPR Neuquén modificó parcialmente la determinación inicial, y corrió vista a la Sociedad de una liquidación calculada por dicho organismo por 2.498, en contra de la cual se presentó el recurso correspondiente con fecha 15 de noviembre de 2001.

Al igual que otras Licenciatarias, T.G.N. S.A. inició una acción declarativa ante la CSJN y solicitó una medida cautelar a efectos de que se impida a la Provincia avanzar con la totalidad de los reclamos iniciados por impuesto de sellos hasta tanto exista sentencia firme sobre el particular. La CSJN hizo lugar a la medida cautelar solicitada por T.G.N. S.A.

Mediante la Resolución N° 709/DPR/2005 notificada a T.G.N. S.A. el 8 de noviembre de 2005 y a la Sociedad el 14 de diciembre de 2005, la DPR Neuquén revocó la determinación fiscal que había dado origen al reclamo de impuesto de sellos.

- b) Con fecha 24 de marzo de 2003, la Sociedad fue notificada que el 18 de marzo de 2003, la DPR Neuquén dictó la Resolución N° 141/03 mediante la cual se confiere vista de la liquidación de impuesto de sellos por contratos de compra-venta de gas natural celebrados por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A. con diversos productores. El 13 de agosto de 2003 la DPR Neuquén emitió la Resolución N° 516/03, mediante la cual no hizo lugar a las defensas interpuestas por la Distribuidora de Gas Cuyana S.A. en contra de la pretensión fiscal, y determinó de oficio una deuda total de 17.773 de los cuales 13.492 corresponden a la Sociedad. Con fecha 1° de setiembre de 2003, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración ante la Autoridad Fiscal impugnando la resolución mencionada en último término, tachándola de nulidad absoluta por carecer de causa y vulnerar la ley aplicable, sosteniendo asimismo la inexistencia del hecho imponible, la afectación del orden federal de gobierno y la prescripción de la acción fiscal.

Con fecha 17 de diciembre de 2003, se interpuso ante la CSJN una acción declarativa de certeza conjuntamente con Distribuidora de Gas del Centro S.A. con el objeto de que dicho Tribunal decrete la nulidad e inconstitucionalidad de la Resolución DPR Neuquén N° 516/2003, como así también todo acto que la confirme. Asimismo, se solicitó a la CSJN: (i) la medida cautelar de no innovar, ordenándole a la DPR Neuquén se abstenga de iniciar o continuar contra Distribuidora de Gas del Centro S.A. o la Sociedad, cualquier acción administrativa y/o judicial para intentar el cobro forzoso de cualquier suma determinada en concepto de impuesto de sellos, accesorios y multas en el marco de los expedientes en cuestión, y (ii) se requirió la citación del Estado Nacional, MECON y Producción como tercero de intervención obligada por resultarle la controversia común con el demandado.

La CSJN requirió a las Distribuidoras una liquidación a los efectos de la determinación de la tasa de justicia. El 30 de abril de 2004 se presentó, de manera subsidiaria y sin que ello implique reconocimiento alguno, una liquidación con los importes reclamados por el fisco neuquino, en base a la Resolución N° 516/2003 de la DPR Neuquén, destacándose que el monto actualizado del tributo resulta distinto si al mismo se le aplica la tasa utilizada por la Justicia, o el procedimiento que ilegítimamente exige la Provincia de Neuquén. El 10 de setiembre de 2004 se pagaron 442 en concepto de tasa de justicia.

Mediante la Resolución N° 696/DPR/2005 notificada el 8 de noviembre de 2005 la DPR Neuquén revocó la determinación fiscal que había dado origen al reclamo de impuesto de sellos que en su momento motivara a la Sociedad a iniciar una acción judicial en contra de dicha Provincia por ante la CSJN. Como surge de los considerandos de la misma, los fundamentos de la revocación son justamente el inicio de dicha demanda judicial, y la probabilidad de un resultado desfavorable para la Provincia a la luz de la jurisprudencia del máximo tribunal.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Como consecuencia de lo mencionado en los incisos a) y b), al 31 de diciembre de 2005 la Sociedad ha revertido la registración de los pasivos correspondientes con cargo al rubro Otros ingresos netos (Anexo E).

- c) Mediante acta del 18 de marzo de 2003 la Dirección General de Rentas de la provincia de Mendoza (“DGR Mendoza”) procedió a notificar a la Sociedad los Decretos N° 2.113/02 y N° 267/03 mediante los cuales: **i)** reglamenta el cobro del impuesto de sellos en el caso de los contratos entre ausentes; **ii)** permite a la DGR Mendoza, a pedido del interesado, dividir la deuda por entre los co-contratantes bajo ciertas condiciones, y **iii)** aprueba el convenio suscripto entre YPF S.A. y la Provincia de Mendoza, en el marco del Decreto N° 2.113/02, mediante el cual la petrolera presentó a la DGR Mendoza un grupo de contratos celebrados con distintas empresas y con efectos en la Provincia para beneficiarse en cada caso con el pago del 50% del impuesto, y con ciertas facilidades de pago. Asimismo, la DGR Mendoza requirió e intimó a la Sociedad para que ingrese el total adeudado en las mismas condiciones a las concedidas a la empresa YPF S.A., ascendiendo el importe reclamado a 872. Dicho requerimiento fue formalmente rechazado por la Sociedad.

En el mes de febrero de 2004, la Sociedad tomó conocimiento de que el Segundo Tribunal Tributario de la Ciudad de Mendoza, le ordenó a YPF S.A. trabar embargo preventivo sobre las sumas que por cualquier concepto tenga a percibir la Sociedad de esa empresa, y hasta cubrir la suma de 2.448, monto que incluye el impuesto de sellos con más los intereses y costas correspondientes, y bajo la responsabilidad de la parte actora. La disposición fue ordenada por el mencionado tribunal como medida precautoria solicitada por la DGR Mendoza, y originada en las facultades que el Código Fiscal de Mendoza establece en favor del fisco. La Sociedad solicitó la sustitución del embargo por una póliza de caución lo que fue rechazado por el Tribunal.

Asimismo, se presentó un recurso de apelación por ante el Tribunal Administrativo Fiscal en contra de la Resolución N° 55/2004 de la DGR Mendoza del 7 de abril de 2004, confirmatoria del requerimiento de pago formulado a la Sociedad mediante acta del 18 de marzo de 2003. Posteriormente se presentó acción declarativa de certeza en contra de la Provincia de Mendoza por ante la CSJN.

En opinión de los asesores legales de la Sociedad, la probabilidad de un resultado desfavorable es incierta. A la fecha de los presentes estados contables el monto reclamado por la DGR Mendoza se encuentra previsionado.

- d) A partir del año 1984, Gas del Estado S.E. celebró convenios con el Gobierno de la provincia de Mendoza para la construcción de redes de distribución de gas, mediante el aporte de ambas partes. Luego, dichas inversiones serían recuperadas de los usuarios de dichas redes. En 1992, con motivo de la privatización de Gas del Estado S.E., el Gobierno de Mendoza celebró un convenio con el Estado Nacional, mediante el cual hizo valer su participación en la construcción de instalaciones de distribución de gas en la provincia, recibiendo en contraprestación el 30% de las acciones de la Sociedad, además de una parte del precio en efectivo pagado por la licencia privatizada.

El 13 de noviembre de 1998 la Sociedad fue notificada de la demanda por monto indeterminado interpuesta por Energía Mendoza Sociedad del Estado (E.M.S.E.), mediante la cual reclama incumplimiento del Contrato de Transferencia de Acciones por parte de la Sociedad. Dicho instrumento contiene la obligación de efectuar recuperos de obra de los clientes y rendir dicha cobranza a terceros (provincias, municipios, cooperativas, etc.). La Sociedad contestó la demanda, depositando en virtud del embargo ordenado 544 correspondiente a los recuperos de obra pendientes de rendición, con más sus intereses.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

En octubre de 2002 la Fiscalía de Estado de la Provincia de Mendoza denunció la extinción de E.M.S.E. y la continuación de la misma por parte de la Provincia por ser su única accionista, siendo admitida como parte en juicio.

De acuerdo con la opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera en estricto derecho que la probabilidad de un resultado desfavorable para la misma es remota, debido a que falta legitimación de E.M.S.E. y tales créditos de la Provincia de Mendoza se extinguieron con el reconocimiento efectuado por el Estado Nacional a esta última mediante las acciones de la Sociedad y parte del producido de la privatización.

- e) La DGR Mendoza determinó una deuda por Impuesto de Sellos correspondiente al Contrato Social y al CAT por 2.186, en contra de la cual se interpuso recurso administrativo.

En caso de hacerse efectivo el pago del impuesto procede la repetición de lo pagado en contra de Gas del Estado S.E. y/o el Estado Nacional en virtud de la garantía asumida expresamente en el Contrato de Transferencia de Acciones de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

El 28 de agosto de 2000 la Sociedad fue notificada mediante la Resolución TAF N° 526/2000 y ratificada con el Decreto del Poder Ejecutivo de la Provincia de Mendoza N° 1.498/2000, que admitió parcialmente el recurso interpuesto, desestimó el planteo de nulidad esgrimido por el Estado Nacional, y admitió la existencia de error excusable liberando de sanciones a la Sociedad.

Con fecha 26 de setiembre de 2000 la Sociedad presentó ante la Suprema Corte de Justicia de Mendoza, una demanda en contra de la Provincia de Mendoza promoviendo Acción Procesal Administrativa con la finalidad de obtener la anulación de la Resolución TAF N° 526/2000 y el Decreto 1.498/2000. En dicho proceso solicitó la citación del Estado Nacional en calidad de tercero.

En opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera en estricto derecho que la probabilidad de un resultado desfavorable es remota.

- f) Mediante Nota ENRG N° 1.659 con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia por haber utilizado en la facturación a sus clientes factores incorrectamente calculados para la conversión de los volúmenes leídos a condiciones standard.

Al mismo tiempo, se intima a la Sociedad a corregir, a partir del próximo turno de facturación el procedimiento de conversión de los volúmenes a facturar, sin perjuicio de los resarcimientos y sanciones que pudieren corresponder según el proceso de investigación iniciado.

Cabe indicar que es responsabilidad exclusiva del ENARGAS dictar reglamentos y normas de medición y facturación de consumos que sean de aplicación para toda la industria del gas (Art. 52 Ley del Gas), por lo que en estricto derecho, es competencia del ENARGAS emitir tales reglamentaciones. En consecuencia, para que la Sociedad pueda modificar su facturación, el ENARGAS deberá determinar dichos criterios de cálculo, que según esa Autoridad debieran aplicarse al procedimiento de conversión de los volúmenes a facturar, cuestión que aún el ENARGAS no ha definido.

La Sociedad ha podido tomar vista del Expediente Administrativo correspondiente y del análisis de la documentación allí obrante, como así también de su interpretación de la normativa vigente aplicable y de otros antecedentes similares, la Sociedad considera que ha facturado a sus clientes conforme a dicha normativa. Por ello la Sociedad acudirá, en defensa de su proceder, a las instancias disponibles administrativas y/o judiciales previstas en la normativa vigente. En tal sentido, con fecha 28 de abril de 2004 presentó ante el ENARGAS el correspondiente descargo de la imputación realizada por esa

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

Autoridad. Asimismo, con fecha 28 de abril de 2006 la Sociedad solicitó al ENARGAS la apertura a prueba en el procedimiento, ofreciendo entre otros medios probatorios, nueva documental.

Si bien podrían inferirse eventuales impactos negativos para la Sociedad dado el contexto actual, se considera que la misma posee sólidos argumentos en defensa de su proceder, y teniendo en cuenta el estado preliminar del trámite iniciado estima incierto el resultado final del proceso referido.

- g) Con fechas 5 de agosto, 3 y 20 de setiembre, y 18 de octubre de 2004, T.G.N. S.A. emitió sendas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno 2004 que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 4 millones. Se estima que estas multas, que no fueron facturadas a la fecha de los presentes Estados Contables, presentan bases inciertas de determinación y su aplicación no sería justificada a partir de las circunstancias y hechos relacionados con la crisis de abastecimiento de gas descripta en la Nota 3. A pesar de la complejidad de la operación durante el invierno 2004, la Sociedad cumplió las instrucciones recibidas de las autoridades haciendo uso de los cupos asignados, sin que esto, según la información disponible en la Sociedad afectara las operaciones de T.G.N. S.A. La Sociedad ha realizado oportunamente los correspondientes descargos a T.G.N. S.A. y los ha dado a conocer al ENARGAS. En función de los hechos y antecedentes, y en opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera que la probabilidad de un resultado desfavorable es remota.

Asimismo, T.G.N. S.A. emitió nuevas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, con fechas 28 de noviembre de 2005, 23 de enero, 20 de julio, 21 de setiembre y 13 de noviembre de 2006, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno de 2005 y 2006, periodos que supuestamente serían pasibles de multas por valor de de 3,7 millones. La Sociedad presenta en relación a estas multas, que no fueron facturadas a la fecha de los presentes Estados Contables, varios puntos en discrepancia con T.G.N. S.A. atribuibles a la propia transportista y a terceros, además de lo relacionado con la compleja normativa vigente. La Sociedad ha realizado oportunamente los correspondientes descargos a T.G.N. S.A. y los ha dado a conocer al ENARGAS. En función de los hechos y antecedentes, y en opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera que la resolución de estas cuestiones no tendría impacto significativo sobre la situación patrimonial de la Sociedad.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO A
1 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	TRANS-FERENCIAS	BAJAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	351	6	-	-	357
Edificios y construcciones civiles	1.154	90	152	-	1.396
Instalaciones de edificios	6.019	191	-	-	6.210
Gasoductos	181.342	1.884	1	-	183.227
Ramales de alta presión	115.364	1.843	1	-	117.208
Conductos y redes de media y baja presión	308.799	3.107	26	-	311.932
Estación de regulación y medición de presión	32.806	1.273	24	-	34.103
Plantas compresoras	3.459	-	-	(3.077)	382
Instalaciones de medición de consumo	57.553	36	2.967	(797)	59.759
Otras instalaciones técnicas	17.540	976	-	-	18.516
Maquinarias, equipos y herramientas	4.158	139	(10)	-	4.287
Sistemas informáticos y de telecomunicación	31.563	1.480	-	(241)	32.802
Vehículos	4.495	544	-	(428)	4.611
Muebles y útiles	4.171	52	-	-	4.223
Materiales	2.228	3.270	(3.010)	(648)	1.840
Line pack	171	-	-	-	171
Obras en curso	152	4	(151)	-	5
Anticipos a proveedores de bienes de uso	52	5.860	-	(52)	5.860
TOTAL AL 31/12/06	771.377	20.755	-	(5.243)	786.889
TOTAL AL 31/12/05	759.745	13.377	-	(1.745)	771.377

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO A
2 de 2

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES					NETO RESULTANTE	
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULAD A AL FINAL DEL EJERCICIO	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
			ALICUOTA %	MONTO			
Terrenos	-	-	-	-	-	357	351
Edificios y construcciones civiles	274	-	2	26	300	1.096	880
Instalaciones de edificios	1.288	-	2 a 20	144	1.432	4.778	4.731
Gasoductos	44.774	-	2 a 100	4.047	48.821	134.406	136.568
Ramales de alta presión	37.424	-	2 a 100	2.973	40.397	76.811	77.940
Conductos y redes de media y baja presión	84.302	-	2 a 100	7.070	91.372	220.560	224.497
Estación de regulación y medición de presión	11.484	-	33 a 100	1.306	12.790	21.313	21.322
Plantas compresoras	937	(892)	33 a 100	65	110	272	2.522
Instalaciones de medición de consumo	20.658	(480)	33 a 100	2.564	22.742	37.017	36.895
Otras instalaciones técnicas	7.845	-	2 a 100	908	8.753	9.763	9.695
Maquinarias, equipos y herramientas	2.319	-	10	204	2.523	1.764	1.839
Sistemas informáticos y de telecomunicación	22.957	(238)	10 a 33	1.828	24.547	8.255	8.606
Vehículos	2.945	(310)	20 a 100	369	3.004	1.607	1.550
Muebles y útiles	3.850	-	5 a 100	87	3.937	286	321
Materiales	-	-	-	-	-	1.840	2.228
Line pack	-	-	-	-	-	171	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	5	152
Anticipos a proveedores de bienes de uso	-	-	-	-	-	5.860	52
TOTAL AL 31/12/06	241.057	(1.920)	-	21.591	260.728	526.161	-
TOTAL AL 31/12/05	219.917	(724)	-	21.864	241.057	-	530.320

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO B

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

EVOLUCION DE LOS ACTIVOS INTANGIBLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE		
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	31 de diciembre de 2006	31 de diciembre de 2005
					ALICUOTA %	MONTO			
Gastos de organización y otros	8.859	37	8.896	8.848	20	5	8.853	43	11
TOTAL AL 31/12/06	8.859	37	8.896	8.848	-	5	8.853	43	-
TOTAL AL 31/12/05	8.857	2	8.859	8.843	-	5	8.848	-	11

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007
PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO C

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

INVERSIONES EN ACCIONES, TITULOS EMITIDOS EN SERIE Y PARTICIPACION
EN OTRAS SOCIEDADES

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	31/12/06	31/12/05
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos – Bono Par	3	489
Títulos Públicos – Certificados de crédito fiscal	2.701	-
Títulos Públicos – Bono Descuento	2	77
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	140	57
TOTAL CORRIENTES	2.846	623
TOTAL	2.846	623

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO D

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

OTRAS INVERSIONES

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	31/12/06	31/12/05
INVERSIONES CORRIENTES		
En moneda nacional		
Depósitos a plazo fijo	13.153	18.421
Fondos comunes de inversión	15	15
En moneda extranjera		
Depósitos a plazo fijo (Anexo G)	9.620	9.105
TOTAL CORRIENTES	22.788	27.541
TOTAL	22.788	27.541

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO E

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	SALDOS AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	DISMINUCIONES	SALDOS AL FINAL DEL EJERCICIO
DEDUCIDAS DEL ACTIVO CORRIENTE				
- Para deudores de cobro dudoso	8.884	35	(608)	8.311
- Para otros créditos de cobro dudoso	259	-	-	259
TOTAL AL 31/12/06	9.143	⁽¹⁾ 35	(608)	8.570
TOTAL AL 31/12/05	7.950	2.082	(889)	9.143
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	5.239	729	(322)	5.646
TOTAL AL 31/12/06	5.239	⁽²⁾ 729	(322)	5.646
TOTAL AL 31/12/05	6.925	761	⁽³⁾ (2.447)	5.239

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Incluye aumento de provisiones por 783 y recuperos de provisiones por (54).

(3) Incluye imputación a Otros ingresos netos por 2.099 y pagos por 348 (Nota 14 a y b)

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO F

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

COSTO DE VENTAS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

	<u>31/12/06</u>	<u>31/12/05</u>
Existencia de gas al inicio del ejercicio	-	-
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	595	566
Compras de gas	51.165	89.471
Compras de materiales	1.343	371
Transporte de gas	19.523	20.663
Gastos de distribución (Anexo H)	33.324	32.543
Existencia de gas al cierre del ejercicio	-	-
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(688)	(595)
Costo de ventas	<u>105.262</u>	<u>143.019</u>

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO G

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTA PRINCIPAL	31 DE DICIEMBRE DE 2006			31 DE DICIEMBRE DE 2005
	CLASE Y MONTO DE MONEDA EXTRANJERA (cifras expresadas en miles)	CAMBIO VIGENTE EN PESOS	VALOR DE LIBROS	VALOR DE LIBROS
ACTIVO				
ACTIVO CORRIENTE				
Caja y Bancos				
Depósitos en cuenta corriente	US\$ 1	3,022	3	2
Inversiones				
Depósitos a plazo fijo	US\$ 3.183	3,022	9.620	9.105
Otros Créditos				
Partes relacionadas	EURO 61	4,039	245	189
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE			9.868	9.296
TOTAL DEL ACTIVO			9.868	9.296
PASIVO				
PASIVO CORRIENTE				
Cuentas a pagar				
Partes relacionadas	EURO 122	4,039	492	391
Cuentas a pagar	EURO 5	4,039	20	-
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE			512	391
TOTAL DEL PASIVO			512	391
POSICION NETA – ACTIVO (PASIVO)			9.356	8.905

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A

ANEXO H

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2006 Y 2005

INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 64 APARTADO I INCISO b)
DE LA LEY N° 19.550

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2006 y 2005.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -)

CUENTAS PRINCIPALES	GASTOS DE DISTRIBUCION	GASTOS DE ADMINISTRACION	GASTOS DE COMERCIALIZACION	GASTOS DE FINANCIACION	COSTOS BIENES DE USO	TOTAL 31/12/06	TOTAL 31/12/05
Remuneraciones y cargas sociales	5.608	6.389	5.876	-	244	18.117	15.371
Honorarios directores y síndicos	-	222	-	-	-	222	195
Honorarios por servicios profesionales	361	789	166	-	-	1.316	1.158
Juicios y contingencias	1	228	-	-	-	229	669
Gastos de facturación y cobranzas	153	-	3.859	-	-	4.012	3.499
Alquileres varios	31	69	308	-	-	408	382
Primas de seguros	780	38	62	-	-	880	648
Viajes y estadías	196	176	98	-	-	470	467
Gastos de correos y telecomunicaciones	50	249	248	-	-	547	450
Depreciación de bienes de uso	21.297	62	232	-	-	21.591	21.864
Amortización de bienes intangibles	-	5	-	-	-	5	5
Servidumbres de paso	326	-	-	-	-	326	326
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	2.753	315	404	-	-	3.472	4.515
Impuestos, tasas y contribuciones	55	532	496	-	-	1.083	1.429
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	4.497	-	-	4.497	5.614
Tasa ENARGAS	281	273	272	-	-	826	575
Deudores incobrables	-	-	35	-	-	35	2.082
Publicidad y propaganda	4	226	21	-	-	251	211
Limpieza y vigilancia	587	241	538	-	-	1.366	1.049
Gastos y comisiones bancarias	-	114	-	-	-	114	141
Intereses operaciones comerciales	-	-	-	425	-	425	399
Intereses y otros resultados financieros	-	-	-	103	-	103	3
Diferencias de cotización	-	-	-	39	-	39	(51)
Servicios y suministros de terceros	601	235	1.024	-	-	1.860	1.402
Convenios de atención comercial y técnica	21	-	24	-	-	45	44
Gastos diversos	219	430	215	-	-	864	807
TOTAL AL 31/12/06	33.324	10.593	18.375	567	244	63.103	-
TOTAL AL 31/12/05	32.543	10.039	20.118	351	203	-	63.254

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2006.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1º de enero de 2006 hasta el 31 de diciembre de 2006:

Durante el transcurso del ejercicio se han realizado inversiones y administrado los recursos con el objeto de prestar eficientemente un servicio público a la comunidad y atender los requerimientos de 423.353 clientes.

Con miras a la satisfacción de tales objetivos se llevaron a cabo, entre otras, las acciones que a continuación se detallan junto a aspectos relevantes relacionados con la actividad de la Sociedad:

La gestión

- Se incrementó el sistema de distribución en 186.427 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 12.122 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 19.381 clientes, valor este último, que representa aproximadamente el 4,8% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación al 2005 el sistema se expandió en aproximadamente un 1,9% con respecto al total al 31/12/05. Al finalizar el 2006 alcanza una extensión aproximada a los 10.034 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2006, por el cual se relevaron aproximadamente 2.352 kms. de redes en zonas de alta densidad habitacional y 1.555 kms. en zonas de baja densidad habitacional.
- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación -con la concreción de 603 inspecciones- y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. Al cierre del ejercicio se cuenta con 163 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución. En el marco de la Resolución del Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) N° 3.164/2005, se efectuaron las inspecciones correspondientes a establecimientos educacionales de las provincias del área de servicio.
- Con el objetivo de asegurar el normal abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, se llevaron a cabo las siguientes actividades previstas en el programa anual: potenciación y renovación de redes y servicios; interconexiones de cañerías de media y baja presión; construcción del ramal paralelo Pantanillo-Mosconi Etapa II; obras de interconexión de plantas reguladoras; renovación de ramales de gasoductos en Maipú II, Mayor Drumond, y cruces del Río San Juan y del Río Quinto; alimentación del parque industrial de San Luis; ampliación y mejora de los sistemas de odorización y de protección catódica; adquisición de nuevos medidores industriales y unidades correctoras de caudales; compra de cañería para la construcción de la Etapa IV del gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; la remodelación de centros operativos y de sectores de la planta técnica; renovación parcial del parque automotor; y otras inversiones menores, todas ellas sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución atento a la coyuntura planteada por la Ley de Emergencia.

(*) La información comparada contenida en los puntos 2 a 5 de la presente Reseña Informativa no considera los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda originados desde el 01/03/03 y hasta el 30/09/03. Asimismo, y respecto de dicha información comparativa, ver Nota 4 g) a los Estados Contables al 31/12/06.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004, conforme las reglamentaciones vigentes en la materia, Ley N° 26.095, Decreto N° 180/2004 y concordantes, la Sociedad inició gestiones ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS a los efectos de incluir en dicho programa las obras de infraestructura que la Sociedad propone realizar con el propósito de aumentar la capacidad del sistema, para proveer a la satisfacción de la demanda. Se trata de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida–Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I. Tales obras califican en los términos del objeto previsto para las obras de expansión y/o extensión en el marco del Artículo 2° de la Ley N° 24.076. La Sociedad ya cuenta con la adhesión de los Gobiernos de las provincias de San Juan y Mendoza y se encuentra gestionando la inclusión de las inversiones necesarias en el sistema de Fondos Fiduciarios.
- La Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante Nota SSC N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, solicitó a la Sociedad la presentación de un proyecto para el abastecimiento de gas natural a la localidad de Malargüe, que resulte técnicamente factible y económicamente conveniente para usuarios R y SGP 1° y 2° escalón, actualmente abastecidos con GLP por redes. De acuerdo a lo requerido, la Sociedad presentó las siguientes alternativas: un Proyecto Básico que contempla la demanda de los clientes R y SGP 1° y 2° escalón, más las alternativas de abastecimiento a las estaciones de GNC y a los clientes SGP3; y un Proyecto Alternativo que contempla además la demanda de los centros turísticos de la zona como lo son Las Leñas y Los Molles, entre otros. A su vez cada una de estas alternativas contiene variantes de trazado.

Los inconvenientes respecto de la disponibilidad de gas en boca de pozo, las restricciones respecto del incremento de la capacidad de transporte y las dificultades económicas generalizadas, provocaron luego de la crisis de 2001/2002 que los planes de saturación de redes se vieran demorados. No obstante, aún sin financiamiento, el estímulo de la marcada diferencia de precios entre el gas natural y los combustibles sustitutos, hizo que una gran cantidad de usuarios se incorporaran o reincorporaran a las redes de gas natural. En ese sentido, a pesar de las dificultades mencionadas, y de acuerdo con la Nota ENARGAS N° 4.596/2004, se llevaron a cabo actividades con la finalidad de atender las necesidades de expansión y abastecimiento de las redes del área licenciada.

- Se realizaron aproximadamente 1.600 anteproyectos de suministros para nuevas redes, que involucran a aproximadamente 62.000 frentistas. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron más de 93.500 llamadas con un 96% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 2.456 procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de más de 2.560.000 facturas.
- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y de las posibles sustituciones de los mismos, dado que los efectos de la inflación se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que no ha existido reconocimiento alguno de esos mayores costos en las tarifas. Por otra parte, los incrementos salariales dispuestos en su momento por el propio Gobierno Nacional para el sector privado de la economía y los acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Con vigencia 01/05/06, se renovaron las escalas salariales del Convenio Colectivo de Trabajo aplicable al personal incluido en el mismo, acordándose un ajuste de remuneraciones del 8% a partir de mayo y del 4% adicional desde noviembre, con vencimiento del acuerdo el 28/02/07.
- Se mantuvo la aplicación de políticas financieras específicas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de ingresos de la Sociedad. De acuerdo a lo resuelto oportunamente por la Asamblea de Accionistas, la Sociedad distribuyó en los meses de abril, julio y

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

setiembre respectivamente, la primera, segunda y tercera cuota de tres iguales, correspondientes a los dividendos aprobados sobre los Estados Contables al 31/12/05.

- Se ejecutaron las adecuaciones necesarias en los procedimientos y controles existentes, la puesta en práctica de nuevas regulaciones sobre los procesos, la actualización de manuales, los cambios de estructura y definiciones de puestos de trabajo que fueron necesarios, y la emisión de informes sobre auditorías específicas realizadas, como parte del programa de mejora continua. En lo relativo a los sistemas informáticos, se continuaron desarrollando aplicaciones afines a la gestión, y se efectuaron las adaptaciones necesarias de las aplicaciones de despacho de gas y de comercial para el cumplimiento de nuevas normativas. Asimismo, se desarrollaron y finalizaron tareas complementarias a la fase 3 sobre implementación de medidas de largo plazo, previstas en el proyecto de seguridad tecnológica. También se desarrollaron actividades de mantenimiento y ajuste sobre el nuevo sistema de administración de recursos humanos y se implementó el sistema de gestión de integridad de ductos para las líneas de distribución y transmisión de gas por redes.
- Se llevó a cabo el programa anual de capacitación con desarrollo de aproximadamente 3.200 horas/hombre aplicadas a distintos aspectos técnicos y de gestión. Institucionalmente, se llevó a cabo una masiva campaña de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, y se organizó en la ciudad de San Juan, conjuntamente con el ENARGAS, las Jornadas de Actualización de Normas Técnicas y de Prevención de Monóxido de Carbono para Instaladores y Organismos de Seguridad.

La emergencia

- Si bien ha sido tratado oportunamente con suficiente detenimiento, resulta necesario recordar como aspectos de fondo, y al menos mientras se mantengan sus efectos sobre el marco jurídico vigente para los contratos de concesión o licencias de las empresas de servicios públicos, que la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario publicada el 07/01/02 (“Ley de Emergencia”), en principio con vigencia hasta el 31/12/03, fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por las leyes N° 25.790, publicada el 22/10/03, N° 25.972 publicada el 17/12/04 y N° 26.077, publicada el 10/01/06 (estas dos últimas leyes prorrogaron también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y sus normas complementarias). Finalmente, el 20/12/06 se publicó la Ley N° 26.204 que extiende la prórroga hasta el 31/12/07 con iguales efectos.
- A partir de la sanción por parte del PEN de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, de fecha 13/02/04, se introdujeron una serie de cambios en la actividad de la Sociedad que han provocado efectos de alcances difíciles de ponderar totalmente, al haberse sucedido una secuencia de reglamentaciones, aclaraciones e implementaciones por parte de las autoridades competentes, las cuales a la fecha continúan con aspectos pendientes de resolución.

El Decreto N° 180/2004 establece la creación de un régimen de inversiones en infraestructura de transporte y distribución de gas a través de fondos fiduciarios; el desarrollo del Mercado Electrónico del Gas (“MEG”), que incluye mecanismos de reventa de capacidad de transporte en firme e interrumpible y de compra-venta de gas; el reemplazo de la categoría Venta GNC; y cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.

A su vez, el Decreto N° 181/2004, atañe a la relación entre la SE y los productores de gas y los habilita a firmar acuerdos que establezcan ajustes del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”) para abastecer la demanda a cargo de las distribuidoras, además de la implementación de mecanismos de protección en beneficio de usuarios que inicien la adquisición directa de gas natural a los productores signatarios de esos acuerdos. Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residencial (R1, R2 y R3) y General “P” (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del consumo, con vistas a establecer una segmentación de precios –en principio sólo del gas– a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

A estos decretos le sucedieron una serie de disposiciones que han ido reglamentando los aspectos considerados por ambos decretos y que se trataron en detalle en las Reseñas Informativas anteriores conforme fueron surgiendo. En la

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

presente se incluyen las normas que por su naturaleza se destacan entre de las emitidas desde fines de 2005 y durante 2006:

- La SE emitió la Resolución N° 2.020/2005 publicada el 23/12/05 por la cual modifica la Resolución SE N° 752/2005 en lo que se refiere a la segunda etapa del proceso de desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución (“unbundling”), disponiendo la subdivisión de la categoría SGP3 en tres Grupos, en función del consumo anual de los 12 meses previos a la firma del Acuerdo: Grupo I Usuarios que consumieron más de 365.000 m³/año, Grupo II Usuarios que consumieron entre 180.000 y 365.000 m³/año, y Grupo III Usuarios que consumieron menos de 180.000 m³/año. Para el Grupo I confirma la fecha de unbundling para el 01/01/06, para el Grupo II establece una prórroga hasta el 01/03/06, mientras que la fecha del Grupo III será definida oportunamente por la SE. Establece además una serie de condiciones para el caso de clientes que no hayan suscrito contratos de suministro a la fecha en que les corresponde adquirir el gas en forma directa; y una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios debían adquirir el gas en forma directa.

Accediendo a los requerimientos de las cámaras empresarias que agrupan a las Estaciones de GNC, la SE emitió una nueva medida, la Resolución SE N° 275/2006 donde establece una nueva prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/04/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberían adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de subastas electrónicas a través de Ofertas Irrevocables (“OI”) presentadas en el MEG. En esta Resolución la SE define que en la primer subasta (marzo de 2006) los únicos “representantes” de las estaciones de GNC ante el MEG serán las distribuidoras (anteriormente estaban expresamente excluidas) para lo cual los clientes GNC de la Sociedad deben otorgarle un poder de representación indicando la cantidad de módulo de gas natural que requieren para cada estación.

Se impone además a las distribuidoras la obligación de administrar -temporariamente hasta el 30/09/06 y con su continuidad sujeta a evaluación de la SE- los contratos de gas para las GNC sin darles derecho a obtener compensación por este servicio. La Sociedad cuestionó esta Resolución por entender que modifica unilateralmente las Reglas Básicas de la Licencia sin la adecuada compensación. Posteriormente, por Nota SSC N° 1634 de fecha 29/09/2006, la SSC comunicó a la Sociedad que hasta tanto las estaciones de GNC no manifiesten su intención de que otro actor del mercado realice las tareas previstas en sustitución de la distribuidora, la Sociedad deberá continuar realizándolas. Asimismo, cualquier otro actor que quiera realizar las tareas en cuestión requiere de la aprobación previa de la SE, tal lo dispuesto en el punto VI del Anexo I de la Resolución SE N° 275/2006. En la subasta correspondiente a setiembre de 2006 la totalidad de las estaciones de GNC del área licenciada se presentaron a través de la Sociedad.

- Mediante Resolución SE N° 1.329/2006 publicada el 22/09/06 se formalizó que los productores deberán facturar a las estaciones de GNC el gas realmente consumido y medido por las distribuidoras más la adición del correspondiente gas retenido o gas combustible. De igual forma la SE estableció que las diferencias positivas que ocurrieren para cada periodo de facturación del gas entre los volúmenes realmente inyectados por los productores para las GNC del área de cada distribuidora versus las cantidades efectivamente facturadas por los productores a dichas GNC, podrán ser compensadas operativamente por las distribuidoras a los productores en circunstancias a acordar por las partes, o en su defecto esas diferencias podrán ser facturadas por los productores a las prestatarias de distribución al mismo precio que esté informado a MEG en el registro del contrato con cada estación de GNC para las cuales fueron realizadas las solicitudes que originaron esas diferencias.
- Siguiendo con el proceso de Renegociación del Contrato de Licencia dispuesto por el Gobierno Nacional, durante el mes de enero de 2006 se mantuvieron reuniones con los equipos técnicos de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) en las cuales se entregó toda la actualización de información requerida por la UNIREN. También se remitieron oportunamente la Memoria y Estados Contables al 31/12/05. A comienzos del mes de junio de 2006, la UNIREN remitió nuevamente una propuesta de Acta Acuerdo sin cambios significativos con relación a la propuesta que fuera tratada en la Audiencia Pública del 25/08/05. La Sociedad procedió a informar a la UNIREN que esta propuesta continúa siendo unilateral y no el resultado del consenso entre las partes, manifestando la disposición para continuar con el proceso de renegociación.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las Actas Acuerdos propuestas por la UNIREN fueron respondidas por la Sociedad indicando los puntos de desacuerdo y sugiriendo, a cambio, nuevas redacciones y conceptos incluidos en aquellas. En particular, la última comunicación en tal sentido cursada por la Sociedad a la UNIREN fue realizada a fines del mes de enero de 2007.

La ya citada Ley N° 26.204 entre otros de sus efectos, también estableció una nueva prórroga hasta el 31/12/07 para la renegociación de los contratos de servicios públicos.

Las tarifas

Tarifas de distribución

- La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al MECON y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas de distribución que permanecen congeladas desde julio de 1999, tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, ya que se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I. y el factor “K”, suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II (“RQT II”), sin que hasta la fecha las Autoridades hayan dado respuesta a las solicitudes realizadas por la Sociedad.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- Ante la injustificada demora en que incurrió el ENARGAS para dar traslado a tarifas del último escalón del sendero de precios que debió estar vigente a partir del 01/07/05, y por la omisión de emitir en el plazo fijado en la normativa los cuadros tarifarios correspondientes al ajuste estacional que debían regir a partir del 01/10/05, la Sociedad debió, en su momento, limitar el reconocimiento del pago de este mayor precio a los productores. Ello motivó que la SE y varios productores procedieran a intimar a la Sociedad instando al pago del precio previsto en el Acuerdo, independientemente de que fuera trasladado a las tarifas finales. La Sociedad rechazó estas intimaciones resguardándose en las cláusulas expresas del Acuerdo que comprometen a la propia SE a asegurar el traslado “efectivo y oportuno” a las tarifas (conforme cláusula 6.2 del Acuerdo). Con la notificación de la Resolución ENRG N° 3.466/2006 el día 23/03/06, el ENARGAS permitió a la Sociedad recuperar de sus clientes este precio del final del sendero, mediante un plan de pagos en 8 cuotas sin recargos ni intereses y con dos meses de gracia a partir del 01/03/06. Ante esta situación, los productores aceptaron –en algunos casos con reservas- condiciones de pago equivalentes por parte de la Sociedad, para cancelar la totalidad de la deuda contraída bajo este concepto. A la fecha de la presente Reseña, han sido cancelados todas las sumas que debían ser compensadas a los Productores sin que surgieran nuevos reclamos por parte de éstos.

Esta última resolución no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, por parte del ENARGAS, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/05/05, por lo cual mantuvo a los valores de octubre de 2004 las tarifas para los segmentos R1, 2 y 3, SGPI y 2, con un costo de gas que no refleja el valor acorde a la reglamentación vigente.

El ENARGAS omitió nuevamente la emisión de los cuadros tarifarios por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia a partir del 01/05/06 y que debían contener las compensaciones adecuadas al costo del gas y del GLP de Malargüe, actualizando las diferencias acumuladas desde mayo de 2005 en las tarifas. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa, incluso reiteró dicha conducta al no emitir los cuadros tarifarios que debían tener vigencia a partir del 01/10/06. Hasta la fecha el ENARGAS tampoco he emitido ni formulado observaciones o rechazo a la presentación de ajuste hecha oportunamente por la Sociedad. Ante esta situación la Sociedad procedió a requerir el 30/11/06 un Pronto Despacho ante el ENARGAS por los cuadros tarifarios que debían regir a partir del 01/10/06, conforme a la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos, y evalúa realizar un requerimiento por vía judicial a fin de obtener las adecuadas respuestas del ENARGAS.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El transporte

- La Sociedad mantuvo la capacidad de transporte contratada para el ejercicio. Asimismo, y como se mencionara oportunamente, en 2004 el Gobierno Nacional anunció, bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, que se financiarían obras de expansión en los sistemas de Transportadora de Gas del Sur S.A. ("TGS SA") y de Transportadora de Gas del Norte S.A. ("TGN SA"). Como resultado del Concurso Abierto N° 01/2004 de TGN SA ("CA01"), para la ampliación de la capacidad de transporte firme del Gasoducto Centro Oeste, en julio de 2004 se le adjudicó a la Sociedad la disponibilidad de 531.497 m³/día hasta abril de 2028, sobre un total de 2,4 MMm³/día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante una Oferta Irrevocable de Transporte Firme.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1.565/2004, N° 1.521/2005 y N° 1.618/2005) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una reserva de capacidad firme inicial ("RMI") que debe mantenerse en forma prioritaria en relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. Asimismo, en la Resolución N° 752/2005 la SE establece que además de las estaciones de GNC, debe asegurarse el mantenimiento de la condición firme a los servicios SGP3 y SGG. Dado que estas definiciones fueron todas posteriores al CA01, la Sociedad solicitó al ENARGAS que se expidiera respecto a estas definiciones de la SE, ya que modificaban de manera sustancial las Bases del CA01 y, consecuentemente, correspondía revisar íntegramente las asignaciones de capacidad realizadas.

Dado que el Gobierno no implementó el financiamiento original previsto, la SE se abocó a obtener dicho financiamiento principalmente a través de productores de gas natural e instituciones financieras, informando luego que no había logrado el financiamiento total de las obras. En concreto, luego de diversas instancias y a pesar de las gestiones realizadas por la Sociedad y los Gobiernos de las Provincias de Mendoza y San Juan, TGN SA dio por cerrado el CA01 sin que se incluyera la expansión del gasoducto Centro Oeste por falta de financiamiento.

De todos modos, debido a lo costoso de la expansión de los demás gasoductos en relación con ampliaciones anteriores, el ENARGAS determinó que el Cargo por Fideicomiso fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de TGN SA y TGS SA, excluidos los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras pertenecientes a las categorías Residencial, SGP1 y 2.

En alternativa y como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1.882/2004 del 21/12/2004, y donde se prevé la situación de que en caso de no surgir oportunamente el financiamiento necesario que permita la concreción de la ampliación del Gasoducto Centro Oeste, YPF S.A. se compromete a ofrecer los siguientes servicios: i) De peaking (gas y transporte) de manera tal que los adjudicatarios originales del Concurso Abierto N° 01/2004 de T.G.N. S.A. puedan contar con la utilización del almacenamiento subterráneo de gas natural Lunlunta Carrizal, estimando que podría aportar un volumen de 350.000 m³/día por tratarse de su primera operación comercial; y ii) De sustitución de algunos consumos de gas ya existentes por combustible líquido, por un volumen de 250.000 m³/día, que se liberan a través de un servicio de peaking. Ambos servicios tendrán una duración de dos periodos invernales (2005 y 2006).

En ambos casos el costo final de gas y transporte no será superior al que se hubiese pagado durante el periodo invernal en condiciones de haberse llevado adelante la expansión del Gasoducto Centro Oeste. Para ello deberá tenerse en cuenta el costo de transporte incluyendo el correspondiente Cargo Fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado, más un valor de mercado por el gas natural.

Como alternativa de abastecimiento, y dando cumplimiento a lo comprometido con el Gobierno Nacional, YPF S.A. celebró con la Sociedad un convenio por un servicio de comercialización de capacidad de Transporte Firme de 531.497

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

m³/día, por un año, para el periodo comprendido entre el 01/06/05 y el 15/09/05, que luego fue renovado para el periodo que va desde el 15/05/06 hasta el 15/09/06.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se beneficiaron con ninguna expansión en el sistema de transporte, desde el 15/06/05 se encuentra vigente el cobro de los cargos Fideicomiso Gas destinados al repago de las inversiones en la expansión del sistema de transporte de TGN SA organizado por la SE, y que alcanza a aproximadamente el 70% del valor incluido en las tarifas como costo de transporte, estando excluidos los usuarios residenciales, las categorías SGP1 y 2 y los Subdistribuidores. Por lo tanto, los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

- A finales del mes de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que recién estarían operativos en 2007/8. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que TGN SA hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 ("CA02"), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar OI. El Acto de presentación de las OI, tras sucesivas prórrogas, se fijó para el 30 de noviembre de 2005. En dichas bases sólo se asegura a las distribuidoras la prioridad para servicios Residenciales, SGP1 y 2 y todos los demás usuarios debían solicitar su propia capacidad en firme por sí mismas o a través de la distribuidora. Además, se establecieron las siguientes prioridades para la asignación de la nueva capacidad: 1°) consumos ininterrumpibles R, P1 y 2; 2°) requerimientos para generación eléctrica del mercado interno -hasta 6 MMm³/día-; 3°) resto de los usuarios del mercado interno; y 4°) resto de los usuarios del mercado externo. También las bases establecen distintas modalidades de financiamiento elegibles por los participantes del concurso, otorgándose la máxima primacía a aquellos que estuvieren dispuestos a prepagar íntegramente el costo de la inversión asociada a su solicitud.

Por indicación del ENARGAS, la Sociedad notificó a todos los clientes (excepto R, SGP1 y 2) de la existencia del concurso y de la posibilidad de solicitar su capacidad de transporte por sí o a través de la distribuidora, no obstante, contrariamente a lo definido en las bases del concurso, la SE aclaró -como se menciona arriba- que las distribuidoras debían asegurar la capacidad ya comprometida a las estaciones de GNC y a los SGP3 y SGG, además de los servicios para Residenciales, SGP1 y 2 (proyectados al año 2008). En función de estas definiciones y de la proyección de demanda, el 30 de noviembre de 2005 la Sociedad remitió una OI a TGN SA por 2,0 MMm³/día bajo Prioridad 1 por un plazo de 35 años (hasta el año 2041). Adicionalmente, en base a los pedidos realizados por clientes de la Sociedad para solicitar capacidad a través de la distribuidora, la Sociedad remitió otra OI a TGN SA por 1,6 MMm³/día bajo Prioridad 3 y por un plazo de 21 años (fin de la Licencia de la Sociedad). El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día).

El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día. Con fecha 06/04/06 el ENARGAS publicó la Nota ENRG N° 2.028/2006 con el detalle de las Ofertas adjudicadas en relación al CA02. En dicha nota el ENARGAS asignó a la Sociedad, bajo Prioridad 1 la cantidad de 847.000 m³/día a partir del 01/05/06 y 220.000 m³/día a partir del 01/05/07, totalizando 1.067.000 m³/día. En todos los casos la asignación corresponde al Gasoducto Centro Oeste de TGN SA. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. Si bien las fechas a partir de las cuales el ENARGAS asignó la capacidad responden en cierta medida a la fecha de necesidad de la misma, la ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello está supeditado a la obtención de financiamiento. A la fecha la Sociedad desconoce el plazo y las modalidades que implementará el PEN para asegurar el financiamiento de estas expansiones destinadas a usuarios ininterrumpibles y firmes.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 mediante la cual se dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación,

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Mediante esta ley, el PEN está facultado para fijar el valor de los cargos específicos y ajustarlos, en la medida que resulte necesario, a fin de atender el repago de las inversiones y cualquier otra erogación que se devengue con motivo de la ejecución de las obras definidas por el PEN y financiadas mediante fideicomisos constituidos o que se constituyan para atender las inversiones relativas a las obras de infraestructura del sector energético. Mediante Decreto PEN N° 1.216/06 publicado el 18/09/06 se reglamentó la Ley N° 26.095. Adicionalmente, en el mismo día se publicó la Resolución del Ministerio de Economía y Producción N° 731/2006 a través de la cual se exceptúan de la constitución del depósito nominativo, no transferible y no remunerado previsto en los incisos c) y d) del artículo 4° del Decreto N° 616/2005, a los ingresos de divisas al mercado local de cambios destinados u originados en la suscripción primaria de certificados de participación, bonos o títulos de deuda emitidos por fideicomisos cuyo objeto sea el desarrollo de obras de infraestructura energética.

El 05/01/07 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 en la cual se establece que a efectos de determinar el valor inicial del cargo específico para repagar las obras de ampliación, quedarán excluidas las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2. Además estableció que estos nuevos cargos específicos tendrían aplicación a partir del 01/01/07, alcanzando a todos los usuarios no exceptuados. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 el ENARGAS determinó por cada transportadora los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables. El nuevo cargo específico equivale al 380% del costo de transporte con lo cual su acumulado -tarifa original de TGN con más los 2 cargos específicos creados- resulta equivalente a 5,5 veces la tarifa de transporte vigente a la fecha.

El gas

- La Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22/04/04- homologa el “Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, Dispuesto por el Decreto 181/04” (el “Acuerdo”), que fuera suscripto el 02/04/04 entre la SE y los principales productores de gas, previendo la normalización de precios de gas en el PIST a la fecha límite que dispone el citado decreto (31/12/06). Para ello establece un procedimiento concreto que contempla un sendero de 4 ajustes progresivos para el gas que compran: (i) las distribuidoras para su segmento “industrial” (excluidos los consumos Residenciales y SGP 1 y 2); (ii) los nuevos consumidores industriales que adquieran gas natural en forma directa a los productores; y (iii) las usinas termoeléctricas que generan para el mercado interno.

Adicionalmente, se suspenden –durante la vigencia del Acuerdo- todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas, aunque se requirió un acuerdo previo de suspensión de los plazos para evitar la prescripción, ante la eventualidad de que por incumplimiento del Estado de sus obligaciones asumidas en el Acuerdo, éste pierda vigencia.

- La Resolución SE N° 1.329/2006 que actualiza el “Acuerdo” redefiniendo los conceptos que deben ser considerados como volúmenes comprometidos por los productores para el abastecimiento interno: a) cantidades adicionales redireccionadas por la SE y el ENARGAS a las distribuidoras en concepto de DDR para el abastecimiento de servicios prioritarios; b) saldos post unbundling de los volúmenes contratados por las distribuidoras a los productores; c) volúmenes contratados por los nuevos consumidores directos a los productores en virtud de las disposiciones del “Acuerdo”, de la Resolución SE N° 752/2005 y concs.; d) volúmenes a ser suministrados a estaciones de GNC bajo cualquier concepto (incluido Inyecciones Adicionales Permanentes “IAP” y cantidades spot) por hasta la RMI, y e) volúmenes contratados con productores o comercializadores por generadores, según las definiciones del “Acuerdo” al respecto.
- Durante el ejercicio se mantuvieron vigentes los acuerdos que la Sociedad lograra reestructurar durante el 2004 con tres productores de gas bajo dos contratos, por un volumen equivalente al 30% de su necesidad anual. A pesar de las estrictas instrucciones impartidas por las autoridades en el marco de estos Acuerdos y de los ingentes esfuerzos realizados por la Sociedad, el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., no readecuó ni aceptó ofertas por gas de la cuenca Neuquina. No obstante, continuó con provisión suficiente a requisitoria diaria de la Sociedad vía el mecanismo

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de redireccionamiento establecido por la SE y el ENARGAS. A comienzos de febrero de 2005 se recibió de YPF S.A. una oferta irrevocable para la provisión de la cuenca Neuquina, que no satisfacía las necesidades de la Sociedad, por lo que se realizó una contrapropuesta. Las negociaciones continuaron durante el año 2005 y, en marzo de 2006, la Sociedad remitió a YPF S.A. los términos bajo los cuales sería posible acordar la renovación del contrato por el plazo remanente del Acuerdo.

En setiembre la Sociedad manifestó formalmente, a YPF S.A. y demás productores con los cuales ha mantenido contratos vigentes hasta el 31/12/2006, su voluntad de renovar la relación contractual o fáctica de abastecimiento, contemplando en tal sentido lo estipulado en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005, y manteniendo los demás términos y condiciones conforme surja de la eventual prórroga del "Acuerdo". Solamente un productor respondió, manifestando la imposibilidad de negociar lo requerido dada la incertidumbre existente respecto de la normativa aplicable o que pueda emitir la autoridad regulatoria. No obstante, ante la falta de acuerdo entre la Secretaría de Energía y los Productores para resolver la situación de abastecimiento a las distribuidoras al vencimiento del Acuerdo (a partir del 01/01/07), los Productores con contratos con la Sociedad manifestaron su voluntad de prorrogar estos contratos hasta el 30/04/07. En similar sentido la Sociedad recibió una comunicación de YPF S.A. informando que mantendría sus compromisos de abastecimiento durante los 2 primeros meses de 2007, durante los cuales se previó retomar las negociaciones. La Sociedad manifestó su conformidad con la prórroga y su disposición a lograr formalizar un acuerdo.

La Sociedad no puede asegurar el resultado de las negociaciones y es por ello que hasta tanto se obtengan derechos contractuales sobre el gas necesario para los consumos prioritarios, la Sociedad se ve obligada a requerir los volúmenes faltantes a la SE y el ENARGAS bajo los mecanismos previstos en la normativa vigente de manera similar a lo aplicado durante los años 2004, 2005 y 2006.

- Mediante instrucciones precisas, la SE convalidó que se procediera a la cancelación, para el periodo comprendido entre el 11/06/04 y el 25/08/04, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por compra de gas derivado en función de la Disposición 27/2004 de la SSC (actualmente reemplazada por la Resolución 659/2004 de la SE), que reglamentan restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, por cuanto corresponde a la Autoridad de Aplicación informar con la periodicidad suficiente el detalle de productores que cumplieron con la provisión al mercado interno y aquellos que incumplieron, pues en función de ello se determina el precio que se debe pagar por el gas entregado (paridad exportación o precio de cuenca, respectivamente). En tal sentido y conforme lo avalado por la SE, se solicitó al ENARGAS el traslado a tarifas de estos montos incrementales. Las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los periodos comprendidos entre el 24/04/04 y el 10/06/04 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE y el ENARGAS.
- Con relación a la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Asimismo, mediante la Resolución de la SE N° 419/2003 se renovó el acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido, ratificado por el Decreto N° 934/2003 de fecha 22/04/03, por un periodo de un año, a un precio de salida de planta acordado en 300 \$/TM, debiendo la Sociedad complementar los volúmenes de gas requeridos con otro proveedor al ser insuficiente el cupo asignado al proveedor original. Mediante el Decreto 1.801/2004 del 10/12/04, se prorrogó con retroactividad al 01/05/04 y también por el plazo de un año dicho acuerdo de abastecimiento. La Sociedad estima que se establecerá la prórroga o un nuevo acuerdo que mantenga el cupo de gas a precio regulado aún cuando a la fecha de la presente, dicho acuerdo todavía no fue comunicado. En relación al gas natural, la Sociedad ha sido informada del cambio de titularidad del concesionario del área que abastece a Malargüe y ha rediseñado la relación comercial con el nuevo operador del área en función de la normativa aplicable, teniendo en cuenta la particular situación de que el único cliente abastecido regularmente con gas natural es la estación de GNC, quien deberá adquirir el gas en forma directa de este productor. Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los clientes

- Se renovaron los contratos con los Grandes Usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/06 y el 30/04/07 adecuando los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución, ya que a partir del 01/09/05 todos los usuarios de esta categoría debieron obligatoriamente asumir la condición de “clientes directos” adquiriendo el gas por su cuenta. En tal sentido, los compromisos asumidos son únicamente en la modalidad “sólo transporte” y contemplan un periodo de cesión de capacidad total durante el invierno por 120 ó 135 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios ininterrumpibles.

También se renovaron los acuerdos con clientes de la categoría SGG para el periodo comprendido entre el 01/05/06 y el 30/04/07, manteniendo en los meses invernales de mayo a setiembre inclusive, la capacidad diaria reservada vigente en 2004, pero permitiendo que el cliente reserve una capacidad mayor para los restantes meses de modo de facilitar una mayor disponibilidad de gas.

El ENARGAS dictó instrucciones de carácter general que limitan la posibilidad de establecer restricciones a la parte firme de la reserva de capacidad inicial de las estaciones de GNC, confiriendo a las estaciones un derecho sobre su RMI, en la medida en que la respalden con utilización efectiva.

- Como consecuencia de las dificultades para acceder a mayor capacidad de transporte y provisión de gas de los productores y el incremento de la demanda en virtud de la distorsión de precios relativos del gas natural con relación a los combustibles alternativos, se continuó al igual que en 2004 y 2005 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes SGP (3° escalón) con consumos superiores a 30 m³/hora (720 m³/día), y de ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan ser ininterrumpibles. Asimismo, se continuaron recibiendo solicitudes de servicio requiriendo capacidad firme de parte de clientes industriales, las que en principio no pueden ser atendidas. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.
- Durante 2004 la gran mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis presentaron a través de la cámara empresaria que las agrupa y/o individualmente, acciones judiciales solicitando la declaración de inconstitucionalidad de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004. En el marco de dichos procesos, los Juzgados Federales de Mendoza, San Luis y San Rafael ordenaron la suspensión de los efectos de los decretos mediante el dictado de medidas cautelares. A fines de 2005, las estaciones de GNC de la Provincia de San Luis presentaron desistimientos en forma individual ante la Sociedad y un escrito ante el Juzgado correspondiente. Del mismo modo, entre los meses de julio y agosto de 2006 la agrupación empresaria que nuclea a las estaciones de carga de GNC de la provincia de Mendoza (AMENA) y otra empresa que había accionado en forma individual desistieron de los procesos judiciales. En 2006 los juzgados intervinientes decretaron favorablemente los desistimientos, concluyendo los procesos judiciales. Por su parte la situación contractual de las estaciones de carga de GNC fue regularizada.

La Sociedad notificó a todos sus clientes del servicio Firme GNC la nueva reserva de capacidad que les correspondía en base a la actualización de la información sobre sus consumos en los doce meses precedentes. Por otra parte la Sociedad registró en el ENARGAS los nuevos modelos de contratos aplicables a las estaciones de GNC que reflejan la nueva situación de compra directa de gas por parte de éstos a los productores. Estos nuevos modelos fueron ofrecidos a los clientes GNC para el periodo 01/05/06 al 30/04/07. No obstante, con fecha 12/05/06 el ENARGAS dispuso la prórroga de todos los contratos vigentes hasta tanto esa autoridad no aprobara los modelos definitivos de contratos. Asimismo, el ENARGAS emitió la Resolución N° 3515/2006 en la que dispuso que las prestadoras del servicio de distribución de gas deberán garantizar a las estaciones de GNC que cuenten únicamente con servicios ininterrumpibles, un abastecimiento mínimo diario de 3.000 m³/día a los efectos de asegurar el normal suministro de GNC a los consumidores. La medida, que tendrá vigencia hasta el 30/04/07, fue recurrida por la Sociedad y se aguardan aclaraciones respecto de su

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

instrumentación. Posteriormente, con fecha 15/08/06 y mediante Resolución N° 3.569/2006 el ENARGAS incrementó dicho abastecimiento mínimo diario hasta un total de 5.000 m³/día, manteniendo la vigencia hasta el 30/04/07.

- El 03/07/06 se publicó la Resolución ENARGAS N° 3.538/2006 por la cual se modifica el Anexo I de la Resolución ENARGAS N° 3.245/2005 del 20/07/05, con el fin de lograr un mejor cumplimiento del objeto de fomentar un uso racional de los recursos no renovables y habilitar mayores saldos energéticos para uso industrial, modificando la metodología establecida en el mencionado anexo. La primera modificación consiste en la adopción de medidas tendientes a la exposición en la factura de los datos correspondientes al consumo del periodo facturado, la temperatura media del periodo, e iguales datos para el periodo de referencia, cuando en la facturación emitida corresponda la inclusión de incentivos o cargos adicionales por ahorros o excedentes de consumo. La segunda modificación consiste en considerar la situación de aquellos usuarios para quienes se hubiera emitido una factura mínima, a fin de que la comparación de consumos no se efectúe entre periodos disímiles.

Cabe recordar que el Programa de Uso Racional de la Energía ("PURE") fue creado por la Resolución N° 415/2004 de la SE a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional, y su vigencia fue establecida como permanente, desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre de cada año, por la Resolución SE N° 624/2005.

2) Estructura patrimonial comparativa (en miles de pesos):

	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02
Activo corriente	57.930	66.606	63.199	75.955	64.108
Activo no corriente	528.939	532.179	542.483	551.045	562.209
Total	586.869	598.785	605.682	627.000	626.317
Pasivo corriente	41.512	44.597	40.628	43.542	59.357
Pasivo no corriente	682	1.717	1.765	694	703
Subtotal	42.194	46.314	42.393	44.236	60.060
Patrimonio neto	544.675	552.471	563.289	582.764	566.257
Total	586.869	598.785	605.682	627.000	626.317

3) Estructura de resultados comparativa (en miles de pesos):

	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02
Resultado operativo ordinario	30.327	32.133	28.035	25.324	28.569
Resultados financieros y por tenencia	3.211	2.730	1.621	7.138	(13.858)
Otros ingresos (egresos) netos	85	2.992	710	(615)	1.324
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	33.623	37.855	30.366	31.847	16.035
Impuesto a las ganancias	(16.125)	(17.473)	(14.841)	(15.340)	(4.233)
Utilidad neta	17.498	20.382	15.525	16.507	11.802

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

4) Datos estadísticos:

	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02
Ingresos por ventas (miles de pesos)	164.557	205.309	184.865	167.307	175.415
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.196,5	2.166,1	2.047,6	1.799,9	1.565,9

5) Índices:

	31/12/06	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02
Liquidez ¹	1,40	1,49	1,56	1,74	1,08
Liquidez inmediata ²	1,29	1,39	1,46	1,71	1,05
Solvencia ³	12,91	11,93	13,29	13,17	9,43
Endeudamiento ⁴	0,08	0,08	0,08	0,08	0,11
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,93	0,92	0,93	0,93	0,90
Inmovilización del capital ⁵	0,90	0,89	0,90	0,88	0,90
Rentabilidad ⁶	0,03	0,04	0,03	0,03	0,02
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,05	1,06	1,06	0,99	0,70
Rotación de activos ⁸	0,28	0,34	0,31	0,27	0,28
Rotación de inventarios ⁹	1,95	0,59	0,70	0,61	0,56

Las cifras expuestas en pesos reconocen los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda hasta el 28/02/03, siguiendo el método de reexpresión establecido por la RT N° 6 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas ("F.A.C.P.C.E."). (Ver Nota 4 a) correspondiente a los Estados Contables de la Sociedad al 31/12/06).

- El resultado operativo ordinario (utilidad de \$30,3 millones) acusa una disminución de 5,6% al 31/12/06 con respecto al 31/12/05, pero lo más relevante ha sido su caída –a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999- de 60,9% (\$47,1 millones) con relación al mismo resultado del ejercicio 2001 (\$77,4 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y el proceso inflacionario derivado.
- El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/06 es una ganancia de \$17,5 millones, que representa una disminución de 14,2% con respecto a la registrada en igual periodo de 2005, que ascendió a \$20,4 millones. El mayor impacto entre ambas está dado por el efecto neto entre: (i) la disminución de 19,9% de las ventas en pesos con respecto al 31/12/05 (originado conjuntamente y con distintos efectos, en la menor venta de gas por efecto del unbundling, en la diferente distribución de la venta por segmentos de clientes, y en un leve incremento del volumen de gas operado de aproximadamente 1,4%); (ii) la disminución en el costo de ventas y en los gastos de comercialización y administración, que en conjunto descendieron un 22,5% al 31/12/06 respecto del 31/12/05. El costo de ventas disminuyó 26,4% fundamentalmente por el efecto de la disminución de las compras de gas provocada por el unbundling, ya que los costos de distribución se incrementaron el 2,4%. Los gastos de comercialización y administración disminuyeron 3,9%; (iii) la mayor ganancia neta de los resultados financieros netos obtenidos al 31/12/06, 17,6% más respecto de los correspondientes al 31/12/05, como consecuencia de una mayor tenencia de fondos en dólares estadounidenses en 2006 y una paridad al 31/12/06 de \$3,022 por U\$S comprador, frente a \$2,992 que cotizaba al 31/12/05; y (iv) la disminución de \$2,9 millones (96,7%) de los Otros ingresos netos respecto del ejercicio anterior, al no operarse recuperos de provisiones como al 31/12/05.

¹ Fórmula: Activo corriente / Pasivo corriente.

² Fórmula: (Caja y Bancos + Inversiones y Créditos Ctes.) / Pasivo corriente.

³ Fórmula: Patrimonio neto / Pasivo total.

⁴ Fórmula: Pasivo total / Patrimonio neto.

⁵ Fórmula: Activo no corriente / Activo total.

⁶ Fórmula: Resultado del ejercicio / Patrimonio neto promedio.

⁷ Fórmula: (Resultado neto ordinario / Patrimonio neto) / ((RNO + Intereses perdidos) / Activo).

⁸ Fórmula: Ventas / Activo.

⁹ Fórmula: Costo de materiales / Existencia promedio de Bienes de cambio (materiales).

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

6) Perspectivas:

- Para el primer trimestre del año 2007 se prevé:

La gestión

- Dar inicio al desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, con acento en el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio.
- Iniciar las tareas relativas a los programas para el año 2007 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también los relativos a la búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de las instalaciones y actividades de los Subdistribuidores.
- Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, habiéndose proyectado invertir durante el año \$15,6 millones. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de construcción de nuevas cámaras reguladoras de presión, de potenciamiento, estandarización y ampliación de las existentes; de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; adquisición de medidores para clientes residenciales; y refuncionalización y ampliación de las instalaciones edilicias.
- Continuar con las gestiones tendientes a obtener las aprobaciones necesarias para la constitución de los fideicomisos que permitan la construcción de las obras propuestas para satisfacer la demanda en el área de distribución de la Sociedad.
- Desarrollar, conforme la política comercial proyectada, los programas técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio. A nivel institucional, se llevarán a cabo las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono. Se estima posible que el total de clientes durante el nuevo ejercicio tenga una expansión de aproximadamente el 4% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas.
- Iniciar las nuevas etapas previstas de desarrollo o actualización de aplicaciones al servicio de actividades técnicas, comerciales, administrativas y de gestión de recursos, como así también las relativas al lanzamiento de una página web institucional. En cuanto a procedimientos y manuales, se continuará con la revisión y ajuste de los existentes, y la generación de la normativa que se requiera para nuevos procesos, contemplando los cambios de estructura que fueren necesarios. Se ejecutará un plan de auditorías técnicas, comerciales y administrativas con acento en el control de la aplicación de las medidas preventivas y correctivas tomadas a resultados de auditoría anteriores. Asimismo, se desarrollará un programa de revisión de control interno por parte de una consultora externa.
- Durante el mes de enero 2007 se anticiparon las negociaciones con el Sindicato respecto de la renovación del convenio colectivo, acordándose abonar una bonificación de \$300.- por persona y por única vez, y un ajuste promedio de 5,7% a partir del 01/03/07, con vigencia hasta el 30/06/07. En el transcurso del segundo trimestre se reestablecerán las negociaciones con el Sindicato para renovar el convenio colectivo que rija desde el 01/07/07. Asimismo, se desarrollará durante el año el plan de capacitación interanual previsto, que comprende un estimado de 6.000 horas/hombre.
- Financieramente, se continuará con el estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales, y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La emergencia

- Continuar la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN, teniendo en cuenta que el periodo de emergencia fue extendido hasta el 31/12/07.

Las tarifas

- Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de nuevas variaciones en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El transporte

- Sustener la capacidad de transporte comprometida por acuerdos y la asignación de la capacidad de transporte disponible en función a las prioridades que fija el Marco Regulatorio, el Decreto N° 180/2004 y las posteriores disposiciones que pudiere emitir la SE. En cuanto a cantidades adicionales se refiere, se continuará con el cumplimiento de lo que se requiera en el marco del resultado del CA02 de TGN SA, requiriendo su pronta puesta a disposición, ya que está destinada a demanda prioritaria, y que hasta tanto se construyan las ampliaciones a gasoductos, se provean las soluciones coyunturales que sean necesarias para satisfacer esta demanda, entre ellas la prórroga del Decreto N° 1.882/2004 o medidas equivalentes.

El gas

- Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda ininterrumpible de la zona, como así también, evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad, en el marco de las nuevas disposiciones que adopte el PEN en relación al aseguramiento de la disponibilidad de gas natural para los servicios prioritarios (Residencial, SGP 1 y 2 y SDB) que deba abastecer la Sociedad.
- Evaluar soluciones de mediano y largo plazo para lograr abastecer la demanda total en el área de la Sociedad para los clientes a los que se les debe seguir prestando el servicio completo (R, SGP1 y 2, y SGP3 remanentes) en el marco de lo previsto en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005.

Los clientes

- Dar continuidad al estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, postergando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de aquellos potenciales clientes que se encuadren en las definiciones ya expuestas sobre el particular en el apartado sobre las actividades desarrolladas durante el año 2006, en la medida que no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.

- **Para el resto del año 2007 se prevé:**

La gestión

- Continuar con el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, previstos para el año, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
- Proseguir con las tareas programadas para el año 2007 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también completar los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Llevar a cabo las actividades relativas al programa 2007 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad y control del sistema de distribución. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de construcción de nuevas cámaras reguladoras de presión, de potenciamiento, estandarización y ampliación de las existentes; de renovación de redes y servicios en distintas zonas del área licenciada; de construcción de puentes, pantallas y lozas, y adecuación de cauces aluvionales; de interconexiones de redes, salidas de las plantas reguladoras y sistemas de bloqueo; instalación de equipos rectificadores y probetas de corrosión, renovación de dispersores e incorporación de nueva tecnología en materia de protección catódica; reemplazo e instalación de nuevos medidores industriales y adquisición de medidores para clientes residenciales; refuncionalización y ampliación de las instalaciones edilicias, y la adquisición y puesta en servicio de vehículos nuevos.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE para incluir la ejecución de las obras propuestas para satisfacer la demanda en el área licenciada dentro del Programa de Fideicomisos de Gas.
- Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos; controles internos y mejoras de procesos; incluyendo el proyecto de revisión del control interno por parte de una consultora externa; la consolidación y mantenimiento del proyecto de seguridad tecnológica; y la actualización de las versiones de aplicaciones administrativas, comerciales y técnicas.
- Estudiar permanentemente la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.
- Desarrollar íntegramente el programa anual de capacitación del personal, como así también, el ciclo de programas institucionales de difusión previstos para el ejercicio.

La emergencia

- Continuar la búsqueda de una concreta definición de la situación legal de la Licencia y la readecuación tarifaria, dentro del proceso de renegociación impuesto, preservando adecuadamente los derechos de la Sociedad a través de una real y efectiva negociación con la UNIREN.

Las tarifas

- Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de nuevas variaciones en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El transporte

- Seguir analizando el comportamiento de la demanda durante el periodo invernal/estival y las solicitudes de los clientes, y plantear las alternativas para ajustar la capacidad de transporte, con sujeción a los resultados que arroje el CA02 de TGN SA en cuanto a posibilidades reales de ampliación de la misma.

El gas

- Continuar con las acciones tendientes a asegurar el volumen requerido a los productores para el normal abastecimiento de gas.

Los clientes

- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE COMERCIO DE BUENOS AIRES

Sobre los Estados Contables por el ejercicio iniciado el 1º de enero de 2006 y finalizado el 31 de diciembre de 2006.

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 a los Estados Contables)

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad:

1. Regímenes jurídicos específicos y significativos que impliquen decaimientos o renacimientos contingentes de beneficios previstos por dichas disposiciones.

Ver Nota 3 a los Estados Contables.

2. Modificaciones significativas en las actividades de la sociedad u otras circunstancias similares ocurridas durante los períodos comprendidos por los estados contables que afecten su comparabilidad con los presentados en períodos anteriores, o que podrían afectarla con los que habrán de presentarse en períodos futuros.

Ver Notas a los Estados Contables y puntos 1) y 6) de la Reseña Informativa.

3. Clasificación de los saldos de créditos y deudas:

Ver Nota 7 a los Estados Contables.

4. Clasificación de los créditos y deudas de manera que permitan conocer los efectos financieros que produce su mantenimiento:

- 4.a. Cuentas en moneda nacional, en moneda extranjera y en especie.

Los créditos y deudas en moneda extranjera se exponen en el Anexo G de los Estados Contables. No existen créditos ni deudas en especie significativos.

- 4.b. Saldos sujetos a cláusulas de ajuste y los que no lo están.

No existen saldos con cláusulas de ajustes. Ver créditos y deudas expuestos en las Notas 6.b, 6.c, 6.d, 6.e, 6.f, 6.g y 6.h de los Estados Contables.

- 4.c. Saldos que devengan intereses y los que no lo hacen.

Ver Nota 7 a los Estados Contables.

5. La Sociedad no participa en Sociedades del Art. 33 de la Ley N° 19.550.

6. No hubo durante el ejercicio, ni existen al cierre del mismo, créditos por ventas significativos o préstamos contra directores, síndicos o sus parientes hasta el segundo grado inclusive.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. - T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 - Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Inventario físico de los bienes de cambio:

7. Dada la naturaleza de la actividad, la Sociedad efectúa mediciones físicas de la mayor parte de sus bienes de cambio durante cada mes. Asimismo, no existen bienes de cambio de inmovilización significativa en el tiempo.

Valores corrientes:

8.a. Bienes de cambio:

Para valuar los bienes de cambio a su costo de reposición se consideraron los costos de compra y transporte de gas propios del mes de cierre, según la facturación de los proveedores habituales.

8.b. Bienes de uso y otros activos:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 5 a los Estados Contables.

Bienes de uso:

9. No existen bienes de uso revaluados técnicamente. Ver Nota 5.e a los Estados Contables.
10. No existen bienes de uso sin usar por encontrarse obsoletos que tengan un valor significativo.

Participación en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables significativos de bienes de cambio y de bienes de uso considerados en su conjunto, utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función a su valor neto de realización y al valor de utilización económica, respectivamente.

Seguros:

13. A continuación se exponen los seguros que cubren los bienes tangibles:

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada Miles de U\$S	Límite de Indemnización Miles de U\$S	Valor Residual Contable
Rodados	Responsabilidad civil vehículos Responsabilidad civil camiones Destrucción total por accidente, destrucción total por incendio, robo y hurto	1.019	(1) 993 (2) 3.309 786	1.815
Edificios, instalaciones y demás activos fijos en general, utilizados en actividades de distribución, administración y comercialización	Todo riesgo operativo y pérdida de beneficio Responsabilidad civil Total	131.668 <u>13.100</u> 144.768	9.500 <u>13.100</u> 22.600	298.224
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	5.000	1.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	500	500	103

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (U.B.A.)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA

Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (1) Cobertura por cada potencial siniestro más el valor de los rodados en caso de automóviles y utilitarios.
- (2) Cobertura por cada potencial siniestro más el valor de los rodados en caso de camiones.

La Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que las pólizas contratadas responden a las necesidades de la Sociedad, considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.

Contingencias positivas y negativas:

14. En Nota **5.h** a los Estados Contables se exponen los elementos considerados para calcular las provisiones cuyos saldos considerados en conjunto, superan el 2% del patrimonio.
15. No existen situaciones contingentes significativas de ocurrencia no remota que no hayan sido incluidas en los Estados Contables (Nota 14).

Adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. No existen adelantos irrevocables.
17. No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
18. En Nota **13** a los Estados Contables se exponen las condiciones, circunstancias y plazos para las restricciones a la distribución de los resultados no asignados.

Véase nuestro informe de fecha
7 de febrero de 2007

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – T° I F° 17
Dr. Alejandro P. Frechou
Contador Público (U.B.A.)
C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires
Tomo 156 – Folio 85

Dr. ADOLFO LAZARA
Por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente

INFORME DE LOS AUDITORES

A los señores accionistas, Presidente y señores Directores de
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.
CUIT N°: 33657865589

1. Hemos efectuado un examen de auditoría de los estados de situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. al 31 de diciembre de 2006 y 2005, de los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo por los ejercicios terminados en esas fechas y de las notas 1 a 14 y anexos A, B, C, D, E, F, G y H que los complementan. La preparación y emisión de los mencionados estados contables es responsabilidad de la Sociedad. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los estados contables, en base a la auditoría que efectuamos.
2. Nuestros exámenes fueron practicados de acuerdo con normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de obtener un razonable grado de seguridad de que los estados contables estén exentos de errores significativos y formarnos una opinión acerca de la razonabilidad de la información relevante que contienen los estados contables. Una auditoría comprende el examen, en base a pruebas selectivas, de evidencias que respaldan los importes y las informaciones expuestas en los estados contables. Una auditoría también comprende una evaluación de las normas contables aplicadas y de las estimaciones significativas hechas por la Sociedad, así como una evaluación de la presentación general de los estados contables. Consideramos que la auditoría efectuada constituye una base razonable para fundamentar nuestra opinión.
3. Tal como se menciona en Nota 14 f), con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas, en relación con la facturación, no siendo posible estimar la resolución de la situación descripta.
4. En nuestra opinión, sujeto al efecto que sobre los estados contables podrían tener los eventuales ajustes y reclasificaciones, si los hubiere, que pudieran requerirse de la resolución de la situación descripta en el punto 3., los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. reflejan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, su situación patrimonial al 31 de diciembre de 2006 y 2005, los resultados de sus operaciones, las variaciones en su patrimonio neto y el flujo de efectivo por los ejercicios terminados en dichas fechas de acuerdo con normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

5. En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- a) los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se encuentran asentados en el libro "Inventarios y Balances" y cumplen, en lo que es materia de nuestra competencia, con lo dispuesto en la Ley de Sociedades Comerciales y en las resoluciones pertinentes de la Comisión Nacional de Valores;
- b) los estados contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales de conformidad con normas legales que mantienen las condiciones de seguridad e integridad en base a las cuales fueron autorizados por la Comisión Nacional de Valores;
- c) hemos leído la reseña informativa y la información adicional a las notas a los estados contables requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, sobre las cuales, en lo que es materia de nuestra competencia, no tenemos otras observaciones que formular que las mencionadas en el punto 3. ;
- d) al 31 de diciembre de 2006 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones que surge de los registros contables ascendía a \$ 465.725 no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 7 de febrero de 2007.

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 F° 17

Dr. Alejandro P. Frechou

Contador Público (UBA)

C.P.C.E. Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Tomo 156 – Folio 85

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

A los Señores Directores y Accionistas
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 294 inciso 5° de la Ley de Sociedades Comerciales, hemos examinado el estado de situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. al 31 de diciembre de 2006 y los correspondientes estados de resultados, de evolución del patrimonio neto y de flujo de efectivo, notas, anexos, reseña informativa e información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires por el período de doce meses finalizado en esa fecha. Dichos estados contables, así como también la reseña informativa y la información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires son responsabilidad del Directorio de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos basados en el trabajo que se menciona en el párrafo siguiente.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en el párrafo 1. hemos revisado la auditoría efectuada por la firma Price Waterhouse & Co. quien emitió su informe con fecha 7 de Febrero de 2007 de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República Argentina. Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la existencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados contables. Una auditoría incluye, además, examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados contables, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en conjunto.

Nuestra tarea incluyó la verificación de la congruencia de los documentos revisados con la información sobre las decisiones societarias expuestas en actas, y la adecuación de dichas decisiones a la ley y a los estatutos en lo relativo a sus aspectos formales y documentales. Dado que no es responsabilidad del síndico efectuar un control de gestión, la revisión no se extendió a los criterios y decisiones empresarias de las diversas áreas de la Sociedad, cuestiones que son de responsabilidad exclusiva del Directorio.

Se deja expresa constancia que se ha dado cumplimiento a las disposiciones del art. 294 de la Ley de Sociedades Comerciales efectuando los procedimientos que se consideraron necesarios de acuerdo con las circunstancias, a fin de verificar el grado de cumplimiento por parte de los órganos sociales de la Ley N° 19.550, Estatuto y resoluciones asamblearias, no surgiendo observaciones que formular.

De acuerdo con lo informado en la nota 14.f) a los estados contables adjuntos con fecha 31 de marzo de 2004, la Sociedad ha sido notificada de una imputación efectuada por el Ente Nacional Regulador del Gas en los términos del Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia. En dicha imputación se cuestiona a la Sociedad los factores utilizados en

la facturación a clientes para calcular la conversión de los volúmenes que surgen de la lectura de los medidores a condiciones standard. Asimismo, se intimó a la Sociedad a corregir a partir de la próxima facturación dicho procedimiento de conversión, sin perjuicio de los resarcimientos y sanciones que pudieran corresponder. La Dirección de la Sociedad considera que, si bien podrían inferirse impactos negativos para la Sociedad, cuenta con sólidos argumentos en defensa de su proceder habiendo presentado ante el ENARGAS el correspondiente descargo. A la fecha de éste informe no es posible estimar la resolución de la situación descripta.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Sujeto a los efectos de los ajustes que podrían haberse requerido de conocerse la resolución de la situación descripta en el párrafo 5 anterior, los Estados Contables mencionados en el primer párrafo, presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación patrimonial de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., al 31 de Diciembre de 2006, y el resultado de sus operaciones, la evolución del patrimonio neto y el flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales, las Normas pertinentes de la Comisión Nacional de Valores y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina .
2. La información contenida en los puntos 2, 3 y 5 de la Reseña informativa por los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2006 y 2005 y en los puntos 1 a 18 de la “Información requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires”, presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, surge de los estados contables al 31 de Diciembre de 2006 y 2005 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2004, 2003 y 2002(luego de su reexpresión a moneda homogénea según lo mencionado en la nota 4.a.), que no se incluyen en el documento adjunto. Sobre dichos estados contables la firma Price Waterhouse & Co. emitió informe de fecha 7 de febrero de 2007 para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre 2006 y 2005, y el 7 de marzo de 2005 para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2004, y la firma Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L. emitió informes de fechas 21 de Abril de 2004 y 6 de Marzo de 2003 para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de 2003 y 2002 respectivamente, a los cuales nos remitimos y que deben ser leídos con este informe conjuntamente.
3. En relación con la Memoria del Directorio, no tenemos observaciones que formular, en lo que es materia de nuestra competencia, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del Directorio.

En cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución N°: 368 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que:

- a) El Contador dictaminante que emitió su informe de auditoría sobre los Estados Contables mencionados en el primer párrafo manifiesta haber aplicado las normas de auditoría vigentes que comprenden los requisitos de independencia.

- b) Dicho profesional no ha emitido salvedades con relación a la aplicación de las normas contables profesionales que contemplan la evaluación de las políticas contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Adicionalmente, informamos que los estados contables adjuntos surgen de registros contables llevados en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes y que los referidos estados contables, la reseña informativa y la información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires mencionados en el primer párrafo se encuentran transcritos en el Libro Inventario y Balances.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
7 de Febrero de 2007

Por Comisión Fiscalizadora

Adolfo Lázara
Contador Público (UBA)
C.P.C.E.C.A.B.A T° LXIX F° 174