



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 cuarto ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2005.

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

La economía argentina continuó el proceso de expansión iniciado en el segundo trimestre de 2002. El 2005 se caracterizó por una estabilización de las principales variables macroeconómicas, que se tradujo en un crecimiento de 9,2% en sus primeros diez meses en relación con el mismo período del año anterior. De este modo, el país acumula tres años de crecimiento sostenido, con tasas de 8,8% en 2004 y de 8,4% en 2003¹.

El citado crecimiento argentino se ubicó por encima de la media de la región. Para la CEPAL², América Latina creció 4,3% en 2005, y según los registros del FMI, Brasil creció 3,7%, mientras que Chile lo hizo en 6,1%, Estados Unidos de Norteamérica se ubicó en 3,6% y China en 8,5%. Para el BM³ el crecimiento global se ubicó en 2005 en 3,3%, al tiempo que la zona del Euro creció sólo un 1,2%.

El aparato productivo nacional creció 7,7% en su acumulado anual de 2005, frente al mismo período del año anterior, según se desprende del EMI⁴. En ese marco, los automotores y los productos minerales no metálicos, representan los bloques industriales con mayores tasas de crecimiento interanual en el mencionado período.

De acuerdo a lo informado por Adefa⁵, en 2005 se ensamblaron en el país 319.755 unidades, 22,8% más que en 2004. Asimismo, el mercado interno absorbió 402.690 vehículos cero kilómetro, lo que implica un crecimiento interanual de 29%.

El sector agropecuario siguió evolucionando favorablemente. En conjunto, la campaña de granos gruesos y finos 2004/2005 arrojó 84 millones de toneladas, frente a las 68,6 millones del ciclo agrícola anterior. Esto, sumado a los buenos precios internacionales de los principales productos, genera un marco favorable para la actividad.⁶

Luego de un inicio de año marcado por la culminación del proceso de reestructuración de la deuda pública en *default*, el país inició un proceso de reducción de la deuda y saneamiento financiero que luego se proyectaría sobre el resto del año. Así, de los U\$S102.566 millones en capital e intereses adeudados y en cesación de pagos, el 76,15% se encuadró dentro de la propuesta del Gobierno Nacional.

¹ Fuente: Instituto Nacional de Estadística y Censos ("INDEC").

² Comisión Económica para América Latina y el Caribe.

³ Banco Mundial.

⁴ Estimador Mensual Industrial (INDEC).

⁵ Asociación de Fabricantes de Automóviles.

⁶ Fuente: Secretaría de Agricultura, Ganadería, Pesca y Alimentos de la Nación.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Para canjear los bonos en *default* se emitieron U\$S35.261 millones en nuevos títulos de deuda (bonos par, cuasipar y de descuento). Además, si se consideran los títulos de deuda en situación regular, la Argentina logró normalizar el 86% de su stock de deuda pública que, al 30 de junio de 2005, ascendía a U\$S126.466 millones. De este total, U\$S19.408 millones corresponden fundamentalmente a los pasivos provinciales⁷.

El 15 de diciembre de 2005 el Gobierno Nacional decidió cancelar en un solo pago la deuda con el FMI⁸ de U\$S9.530 millones, utilizando para ello las reservas nacionales, que en ese momento ascendían a U\$S26.896 millones. El 03/01/06 el BCRA canceló totalmente la deuda con el FMI, y tras el pago, las reservas quedaron en U\$S18.575, cubriendo la base monetaria en más del 100%. A cambio de las reservas utilizadas, el Tesoro Nacional entregó al BCRA una Letra intransferible a 10 años, en dólares, a la par y con intereses iguales a los que generan las reservas. En consecuencia, no habrá desendeudamiento neto.

De acuerdo al perfil de vencimientos de la deuda pública estimado por el IERAL⁹, en 2006 se debía pagar al FMI en materia de capital e intereses U\$S5.287 millones. De este modo, los vencimientos de deuda para 2006 ascienden a U\$S13.530 millones, netos del vencimiento previsto para el mismo año con el organismo.

El sistema financiero continuó fortaleciéndose durante 2005. De acuerdo a lo contabilizado por el BCRA, el stock de depósitos totales se incrementó en aproximadamente un 17,1% con respecto a 2004, mientras que los préstamos al sector privado crecieron en alrededor de 37,5%.

En el plano externo, las exportaciones nacionales alcanzaron los U\$S36.486 millones durante los primeros once meses del año, lo que implicó una recuperación de 16% respecto del acumulado equivalente de 2004. En tanto, las importaciones ascendieron a U\$S26.198 millones (con un crecimiento interanual de 29%), lo que arroja un saldo comercial positivo de U\$S10.288 millones, 8,5% menos que el registrado en el mismo periodo de 2004.¹ Para destacar, y de acuerdo con un informe publicado por el CEI¹⁰, las ventas al exterior de manufacturas de origen industrial (MOI) registraron el mayor crecimiento dentro de las exportaciones argentinas luego de la contracción inicial generada por la crisis 2001-2002 (entre enero y julio de 2005 explicaron más de la mitad del crecimiento total).

Por otra parte, la tasa de inversión mostró signos de crecimiento, alcanzando en 2005 el equivalente en términos corrientes a 21% del PIB¹¹, mientras que durante la vigencia de la Ley de Convertibilidad el indicador alcanzó los 19,9% del PIB.² Para el MECON, en 2005 la inversión fue, en términos nominales y en moneda corriente, de \$110.562 millones, lo que implicó un crecimiento de 28,9% respecto de 2004.

Estas variaciones positivas impactaron favorablemente sobre el empleo. Conforme lo indica el INDEC, en el tercer trimestre de 2005 la tasa de desocupación fue de 11,1% con 2,1 puntos porcentuales por debajo de la medición del mismo período de 2004. Pese a ello, para el IERAL la desocupación sube al 14% computando el Plan Jefas y Jefes de hogar, contra el 17% de 2004¹. Por su parte, el Índice de Salarios que elabora el INDEC cerró en 156,58 en noviembre de 2005, representando una suba de 25,5 puntos porcentuales frente al mismo mes del año anterior, acumulando un crecimiento de 56,7% desde la salida de la convertibilidad.

El consumo de bienes también mostró variaciones positivas. Según el INDEC, en noviembre último, la evolución interanual de las ventas desestacionalizadas en los supermercados a precios constantes registró una variación positiva de 9,1%. Por su parte, la construcción fue uno de los sectores más dinámicos. Considerando los registros del ISAC¹², la variación acumulada durante los primeros once meses de este año, en comparación con el mismo período del año anterior, es positiva en 13,9%.

La suba del consumo interno, las exportaciones y la recuperación de las utilidades de las empresas empujaron hacia arriba la recaudación impositiva, engrosando el superávit fiscal. Durante el 2005 se recaudó un total de \$119.252

⁷ Fuente: Ministerio de Economía de la Nación Argentina ("MECON").

⁸ Fondo Monetario Internacional.

⁹ Instituto de Estudios de la Realidad de América Latina de la Fundación Mediterránea.

¹⁰ Centro de Economía Internacional.

¹¹ Producto Interno Bruto.

¹² Indicador Sintético de la Actividad de la Construcción (INDEC).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

millones, 21,3% más que en 2004. Asimismo, el superávit primario fue de \$19.637 millones en los primeros once meses de 2005, superando en 38% al superávit previsto para todo 2004.²

Como contrapartida, el IPC¹³ registró en diciembre una variación de 1,1% con relación al mes anterior (la más alta para este mes desde 1990) y de 12,3% con respecto a diciembre 2004, siendo la segunda en importancia desde la devaluación del peso, en enero de 2002, fecha desde la cual acumula un 74,1%. La variación anual en 2004 fue de 6,1%. Mientras tanto, el IPIM¹⁴ en diciembre de 2005 acumuló una variación de 10,7% respecto del mismo mes de 2004, y medido entre diciembre 2001 y 2005 registró un 165,5% de inflación.¹

Para contrarrestar el efecto de la suba de precios, el Gobierno Nacional aplicó una suba en las retenciones a las exportaciones en productos básicos. Tal es el caso de la carne, quesos y leche en polvo. Según el producto, el aumento a los derechos de exportación fue de 5% a 15%, en tanto que se eliminaron los reintegros de 6% por las colocaciones externas. Asimismo, cerró acuerdos de corto plazo con productores y supermercadistas para la reducción de precios de una canasta de productos, que buscará ampliar y extender en su vigencia durante 2006.

En otro orden, la producción de hidrocarburos se vio afectada por la incertidumbre imperante sobre las condiciones para nuevas inversiones en exploración y la afectación de la rentabilidad de la actividad. Según el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (“IAPG”), en los primeros diez meses de 2005 (último dato disponible) se produjeron en el país 32,28 millones de metros cúbicos de petróleo, 5,05% menos que el mismo periodo del año anterior. A su vez, entre enero y octubre de 2005 la producción de gas natural acumuló 43.335 millones de metros cúbicos, representando una baja de 1,7% en relación con idéntico periodo de 2004.

Sobre el final del año se produjeron dos acontecimientos que, si bien fueron de carácter político, también tienen sus consecuencias en lo económico y financiero. Por un lado, la renuncia del ministro de Economía, Roberto Lavagna, quien fue reemplazado por la titular del Banco Nación, Felisa Miceli. Por el otro, la comentada cancelación anticipada de la deuda del país con el FMI.

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2005	2004
PIB Mundial - Variación anual %	BM/CEPAL	3,3	4,0
PIB de Brasil - Variación anual %	FMI/BCB ¹⁵	3,7	3,5
Datos de la economía Argentina			
PIB - Variación anual %	IERAL/INDEC	8,5	8,8
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	IERAL	300,5	277,0
Consumo privado - Variación anual %	IERAL	8,5	9,4
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	6,4	8,6
Stock de deuda (sin merma por canje para 2004)/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,9	5,3
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	INDEC	10,7	7,9
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	BCRA	3,03	2,98
Tasa de desocupación - EPH medición puntual III Trimestre - %	INDEC	11,1	13,2
Salario privado registrado – Noviembre 2005 - IV Trimestre 2001 = 100	INDEC	186,3	147,0
Salario sector público – Noviembre 2005 - IV Trimestre 2001 = 100	INDEC	125,1	108,9
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	28,1	19,6

¹³ Índice de Precios al Consumidor Nivel General (INDEC).

¹⁴ Índice de Precios Internos al por Mayor (INDEC).

¹⁵ Banco Central de Brasil.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las proyecciones

Las perspectivas económicas para 2006 se enmarcan dentro del perfil de crecimiento que experimentó el país en los últimos tres años. El MECON estima un crecimiento real de 4%, en tanto que los analistas privados ubican la variación entre 6 y 7%.

Según el MECON, el consumo medido en moneda corriente será de \$441.453 millones, 12,7% más que en 2005, mientras que la inversión, también a valores corrientes, se ubicará en los \$127.976 millones, 15,7% más que en 2005. El Presupuesto anticipa una inflación minorista total para el 2006 de 8,6% y una variación de precios mayoristas en el orden del 7,4% promedio.⁷

El IERAL estima un Tipo de Cambio Nominal (TCN) en torno a los \$3,10 por cada US\$. Sin embargo, el índice de Tipo de Cambio Real (TCR) bilateral, deflactado por inflación, bajará a 1,75¹⁶. Se pronostica que las exportaciones seguirán subiendo pese a esta virtual pérdida de competitividad externa, ya que el TCR estuvo en alrededor de 2 en 2005.

Según el Relevamiento de Expectativas Macroeconómicas (REM) del BCRA¹⁷, en 2006 la tasa de desempleo se ubicaría en 9,7% hacia noviembre de 2006, la inflación acumularía hasta ese mes una suba de 10,9%, en tanto que la variación de salarios sería de 12%. Los préstamos crecerían 20%, mientras que los depósitos lo harían en 14,5%. Las reservas internacionales se ubicarían en U\$30.300 millones en el último trimestre de 2006.

Las exportaciones superarían los U\$42.665 millones, lo que implicaría un crecimiento de 7% con respecto al 2005, y el estimado de las importaciones es de U\$32.936 millones, lo que afianzaría el saldo positivo en la balanza comercial argentina. Como ejemplo muy relacionado con el intercambio comercial, Adefa¹⁸ prevé un incremento de 10% en el consumo interno de automóviles (440 mil unidades). La campaña agrícola 2005/2006, por su parte, afectada por la sequía, bajaría a volúmenes de entre 75 y 78 millones de toneladas, es decir, una reducción de entre 10,7% y 7,1%, respectivamente.¹⁷

De acuerdo a las proyecciones del FMI, el próximo año la economía mundial crecerá 3,1%, Brasil lo hará en 3,5%, Chile en 5,4%, mientras que la economía estadounidense se expandirá 3,6%. China crecerá un 8%, en tanto que para la zona del Euro prevé un crecimiento de 1,8%. Para el BM, el precio del barril de petróleo se ubicará en los U\$56 y U\$60 por barril en 2006, para bajar en 2007 a aproximadamente U\$52, luego de que en agosto de 2005 tocara los U\$70 por barril, condicionando el crecimiento global.

La expansión de la economía argentina también se reflejará en el plano fiscal. La recaudación de impuestos llegará en 2006 a \$133.148 millones, 11,8% superior a la de 2005. En términos corrientes del PIB previsto, alcanzaría aproximadamente 22,4% de su total.⁷

Los recursos totales del Estado Nacional se ubicarán en torno de los \$140.482 millones, mientras que el gasto total previsto del Sector Público Nacional (Administración Nacional, Fondos Fiduciarios, Entes Oficiales) es de \$132.294 millones. El superávit financiero se ubicará entonces en alrededor de \$8.188 millones y el primario en \$19.349 millones (3,2% del PIB corriente).

Además, el Poder Ejecutivo Nacional ha dispuesto la creación de un Fondo Anticíclico al que se derivarán los excedentes presupuestarios, con el propósito de hacer frente a eventuales crisis económicas futuras.

De acuerdo a la encuesta cualitativa entre empresas industriales que realizó el INDEC respecto de las expectativas para 2006, el 51,5% anticipa una suba en la demanda interna anual, el 42,4% no prevé cambios y el 6,1% vislumbra una baja. Asimismo, el 50,3% de las firmas estima una suba en sus exportaciones totales, el 39,6% no prevé cambios y el 10,1% espera una baja.

¹⁶ Fuente: Consultora privada Abeceb.com.

¹⁷ Banco Central de la República Argentina.

¹⁸ Asociación de Fabricantes de Automotores.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En cuanto a la demanda laboral, el 54,8% de las empresas anticipa un ritmo estable en la cantidad de horas trabajadas respecto de 2005, el 35,5% prevé una suba, en tanto el 9,7% opina que disminuirán.

Principales variables macroeconómicas	Fuente	2006	2005
PIB Mundial - Variación anual %	FMI/BM	3,1	3,3
PIB de Brasil - Variación anual %	FMI	3,5	3,7
Datos de la economía Argentina			
PIB - Variación anual %	IERAL	6,0	8,5
PIB en miles de millones de pesos a precios constantes de 1993	IERAL	320,1	300,5
Consumo privado - Variación anual %	IERAL	5,9	8,5
Saldo balanza comercial/PIB - %	IERAL	4,8	6,4
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	IERAL	2,4/2,6	2,9
Precios mayoristas (Dic./Dic.) - %	IERAL/INDEC	10,0	10,7
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	IERAL/BCRA	3,10	3,03
Tasa de desocupación - EPH medición puntual III Trimestre - %	IERAL/INDEC	9,5	11,1
Salario privado registrado - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL/INDEC	220,1	186,3
Salario sector público - IV Trimestre 2001 = 100	IERAL/INDEC	136,3	125,1
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares	BCRA	30,3	28,1

La región Cuyana

El impulso de la economía y el afianzamiento de las principales variables macroeconómicas del Estado Nacional sin dudas inciden sobre el desarrollo de las diferentes regiones del país, aunque el efecto cascada no se hizo sentir en igual forma sobre todas ellas. Las tres provincias que integran el área licenciada, Mendoza, San Juan y San Luis, han mantenido el perfil de recuperación de sus actividades productivas y la disminución paulatina de sus niveles de desempleo aunque con diferentes guarismos respecto de la Nación.

En el caso de Mendoza, las primeras estimaciones del PBG¹⁹ a valores constantes de 1993, da un Valor Agregado Bruto ("VAB") de \$10.814 millones, lo que significó un crecimiento real de 7,8% respecto del año anterior.²⁰

El informe oficial evidencia el peso relativo del rubro Comercio, Restaurantes y Hoteles que aportó a la economía provincial un VAB de \$2.536 millones, lo que implicó un crecimiento de 14,5% con relación a 2004. Al igual que en todo el país, la actividad de la construcción mostró una fuerte dinámica en Mendoza durante 2005, con un crecimiento de 18,5% y un VAB de \$397 millones.

En tanto, la explotación minera cerró en \$1.566 millones y un alza de 8,8%. El sector financiero tuvo un crecimiento interanual de 3,8%, con un VAB de \$1.322 millones. El sector agropecuario fue uno de lo que menos creció, ya que cerró en \$984 millones, con un incremento de 3%. En tanto, la industria manufacturera subió 3,6% con un VAB de \$1.670 millones. El rubro Electricidad, Gas y Agua aportó un VAB de \$219 millones, representando una suba de 4,3% en relación a 2004.

El consumo en Mendoza se mantuvo constante pese a que entre setiembre de 2005 y el mismo mes de 2004, la inflación minorista acumulada fue de 9,2%. El patentamiento de autos cero kilómetro acumuló 12.455 unidades durante 2005, representando una suba interanual de 39,6%.

El pasivo de la provincia a junio de 2005 era de \$3.197,7 millones, un 0,4% menos que en diciembre de 2004 de acuerdo a los registros del MECON.

¹⁹ Producto Bruto Geográfico.

²⁰ Fuente: Dirección de Estadística e Investigaciones Económicas ("DEIE") de la provincia de Mendoza.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En tanto, el empleo mostró particularidades en la economía mendocina. Para el tercer trimestre del año el INDEC informa una tasa de desocupación de 8,5% que en el tercer trimestre de 2004 fue de 10,8%. De acuerdo a un estudio del IERAL, la tasa de desocupación de Mendoza asciende a 9,5%, neta de planes jefes y jefas.

El efecto de los planes sociales sobre la tasa de desocupación es mayor en las provincias de San Luis y San Juan. Si se toma a la estadística correspondiente a los aglomerados con menos de 500 mil habitantes, en el tercer trimestre de 2005 el desempleo se ubicó en 8,3%, 2,4 puntos porcentuales por debajo de la medición del tercer trimestre de 2004. Sin embargo, para el IERAL, en San Luis la tasa real asciende a 23,7% si se consideran los planes Jefas y Jefes de Hogar, mientras que en San Juan la desocupación ascendería a 17,2%, si se considera la misma referencia.

En el campo fiscal, la recaudación impositiva propia de Mendoza fue de \$756,7 millones en los primeros once meses del año. Esto es, un 25,1% más que el acumulado durante el mismo período de 2004. En ese plano, San Juan acumula una recaudación genuina de \$165 millones, el equivalente a una suba interanual de 33,5%.²¹

El pasivo de la provincia de San Luis a junio de 2005 era de \$149,9 millones, apenas 1,8% más que en diciembre de 2004. San Juan muestra un nivel de endeudamiento sensiblemente mayor, con un stock de \$1.889,4 millones a junio de 2005, con una suba de 0,7% respecto a diciembre del año anterior.

II. La actividad en 2005

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 cuarto ejercicio, comparados con los correspondientes al periodo inmediato anterior:

Principales indicadores – Datos al 31 de diciembre de cada año	2005	2004
Clientes	403.972.-	386.445.-
Incremento acumulado desde 1993	171.392.-	153.865.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) (1)	6,4	7,3
Capacidad de transporte reservada (millones de m³ día) (4)	4,45	4,45
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.166,1	2.047,6
Venta bruta anual en M\$ (2)	205,3	184,9
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ (2)	20,4	15,5
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en M\$ históricos	31,7	27,2
Activo fijo total en millones de \$ (2)	530,3	539,8
Monto global de inversiones anuales en millones de \$ (2)	13,4	14,8
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses (3)	4,6	5,1
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses (3)	133,7	129,7
Monto total de impuestos pagados en el año en M\$ (5)	84,3	81,2
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	9.847.-	9.460.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	387.-	271.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	4.023.-	3.636.-
Cantidad de empleados	304.-	293.-
Cantidad de clientes por empleado	1.329.-	1.319.-

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a setiembre/2005 y a diciembre/2004.

(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) Durante el 2005 se incrementó en 0,53 millones de m³/día, durante el periodo invernal.

(5) Incluye impuestos, tasas y contribuciones nacionales, provinciales y municipales.

²¹ Fuente: Abeceb.com.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La estrategia

A pesar de los cambios positivos que ha experimentado la economía argentina, y los años transcurridos desde el inicio de la emergencia, todavía no ha concluido el proceso de renegociación de contratos de concesión unilateralmente dispuesto por el Gobierno. Las tarifas de distribución de gas siguen congeladas desde mediados de 1999 a pesar del fuerte proceso devaluatorio e inflacionario sufrido en 2002 y el alto índice de inflación acumulado al cierre de 2005. Aunque existen acciones encaminadas, aún no se puede afirmar que el sistema energético argentino cuente con una solución sustentable de largo plazo, que se base en la existencia de condiciones previsibles que atraigan inversiones y rentabilidad razonable sobre ellas. La inseguridad jurídica, principalmente consecuencia de las indefiniciones derivadas del todavía abierto proceso de renegociación, aún afecta más allá de las propias consecuencias derivadas de la emergencia.

No obstante las dificultades afrontadas desde el inicio de la emergencia económica, la Sociedad ha podido desempeñar su actividad manteniendo su compromiso con la seguridad y calidad del servicio, gracias a la firme decisión, colaboración y comprensión de sus accionistas y personal.

Se debieron sortear, con diferentes grados de dificultad, problemas generados por la aplicación de medidas y disposiciones de las autoridades que afectaron en materia de energía y en particular al sector de gas natural, que se fueron emitiendo a partir de 2001/2002, modificando sustancialmente las condiciones pactadas en la Licencia.

Como ya se expresara anteriormente, la Sociedad mantiene su vocación de 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 gestión

Durante 2005 se continuó con la aplicación de la Resolución N° 208 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios ("MPFIPyS") que permite a los productores de gas aplicar incrementos de precios de su producto a los consumos industriales. Adicionalmente, a través de los Decretos N° 180 y 181 del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN"), la Secretaría de Energía de la Nación ("SE") dispone con un programa predeterminado, el ingreso programado de nuevas categorías de clientes que deben comprar el gas en forma directa al productor o comercializador habilitado, a precios pactados entre las partes que tienden, hacia fines de 2006, a equiparar la paridad de exportación. Accesoriamente el Mercado Electrónico del Gas ("MEG"), que comenzó a operar en transacciones de gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte ("PIST") a partir del 16 de agosto de 2005, permite complementar las operaciones de gas Spot. Como consecuencia de la compra directa de gas de sus clientes, progresivamente disminuyen las obligaciones de suministro por parte de la Sociedad.

Las gestiones realizadas por la SE para aumentar la capacidad de transporte y la oferta de gas que permitan abastecer la creciente demanda, pueden considerarse útiles pero aún insuficientes para satisfacer a tiempo la demanda incremental.

La Sociedad continúa realizando los esfuerzos necesarios para satisfacer los requerimientos que la demanda exige al sistema de distribución, en particular para los clientes de servicios prioritarios, no habiéndose registrado en el año 2005 limitaciones al consumo derivados de la capacidad de distribución.

Se procuró que el desarrollo de las actividades de la Sociedad se sustentara en los recursos propios generados, evitando, dentro de sus posibilidades, recurrir al financiamiento mediante préstamos bancarios, como parte de la aplicación de su política financiera de manejo equilibrado de los flujos de fondos. Basada en la austeridad de su gestión administrativa, y dentro del contexto imperante, se procuró una ajustada ejecución del presupuesto de gastos, disponiéndose la realización de las inversiones necesarias para mantener la calidad, continuidad y seguridad del servicio. En materia de organización y control se continuaron los programas de mejora continua de procesos y procedimientos, y su adecuación a nuevas normas vigentes. En lo que atañe a los recursos humanos, se completó nuevamente un amplio programa de capacitación, como así también se concretaron incorporaciones y cambios de estructura para adaptar la organización a nuevos requerimientos de la gestión.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

• En el presente capítulo se expone la información más sobresaliente de las actividades desarrolladas por la Sociedad durante el año 2005.

▪ El sistema de distribución se incrementó en 386.679 metros de cañería de redes y gasoductos y en 12.072 nuevos servicios. Al finalizar el 2005 la extensión total del sistema alcanza los 9.847 kms., con un incremento de 4,1% en relación con el año anterior. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 69,1% sobre las redes y gasoductos recibidos.

▪ 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; obras de ampliación de las plantas de regulación Libertador en San Juan, La Rotonda y Luján en Mendoza, y La Punta en San Luis; trabajos de adecuación de cruces aluvionales; adquisición de nuevos medidores industriales, unidades correctoras de caudales y actuadores neumáticos para válvulas; inicio de obras de construcción de ramales de alimentación en San Juan y San Rafael; adquisición de equipos de detección de gas y de fallas de cobertura; trabajos sobre protección catódica; adquisición de vehículos; 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. Las inversiones realizadas durante el ejercicio representaron aproximadamente \$13,4 millones, un 9,5% por debajo de las efectuadas en 2004.

▪ Entre las actividades de operación se destaca la ejecución del programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2005, por el cual se relevaron aproximadamente 2.380 kms. de redes en zonas de alta densidad habitacional y 1.723 kms. en zonas de baja densidad habitacional; los recorridos anuales referidos al control programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 510 inspecciones; las 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° 3164/2005, se efectuaron inspecciones correspondientes a establecimientos educacionales de las provincias del área de servicio.

▪ 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.

▪ Se realizaron más de 1.600 anteproyectos de suministros para nuevas redes, que involucran a aproximadamente 59.000 frentistas. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron casi 100.000 llamadas con un 94% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se iniciaron más de 4.300 procedimientos preventivos para la detección de conexiones irregulares y de probables ilícitos. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de casi 2.300.000 facturas.

▪ 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° 25.792 publicada el 17/12/04 (ley que prorrogó también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y normas complementarias) y, finalmente, la N° 26.077, sancionada el 22/12/05, última disposición en esa materia que extiende la prórroga hasta el 31/12/06.

Asimismo, como ya se considerara, la sanción por parte del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, el 13/02/04, introdujo sustanciales cambios en la actividad de la Sociedad cuyos efectos, de difícil cuantificación, aún permanecen en etapa de determinación, al haberse comenzado una secuencia de sucesivas aclaraciones por parte de las autoridades pertinentes a través de una reglamentación que todavía mantiene aspectos pendientes respecto de las modificaciones realizadas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A manera de síntesis, puede indicarse que entre sus aspectos más relevantes, 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; la puesta en marcha del 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 de ajustes del precio del gas en el 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 precio –en principio sólo del gas- a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

Con posterioridad, se emitieron una serie de disposiciones que han ido reglamentando los aspectos considerados por ambos decretos, cuyas principales facetas también se exponen en la presente Memoria.

- Los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/05/05, fueron luego rectificadas por el ENARGAS para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, retrotrayéndolos a los valores correspondientes a octubre de 2004. La Sociedad presentó los recursos y reclamos que en cada caso correspondían.
- La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al MECON y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos en las tarifas de distribución –congeladas desde 1999- tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura.
- El 26/11/03 tuvo lugar la primera reunión conjunta con las distribuidoras de gas convocada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN). En ella se entregaron a las licenciatarias 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. Sin embargo, el proceso registró períodos de estancamiento. 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 junio 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 entre partes, y 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 Resoluciones Conjuntas N° 388/2005 y N° 790/2005 de fecha 07/07/05, del MECON y del MPFIPyS, respectivamente, 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 25/08/05 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 con el Informe de Justificación preparado por la UNIREN respecto a la Carta de Entendimiento propuesta. Con posterioridad a la Audiencia se reanudaron las reuniones y pedidos de información por parte de la UNIREN, sin que aún se pudieran lograr avances significativos que permitieran concretar consensos sobre los términos bajo los cuales podría formalizarse un Acta Acuerdo.
- En materia de transporte, la Sociedad mantuvo la capacidad contratada para el periodo y adicionalmente, con fecha 04/03/05, se firmó un acuerdo con Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”) 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. 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 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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. Como consecuencia de las inconsistencias entre las bases del CA01 y decisiones posteriores de las autoridades en la materia, la Sociedad presentó recursos administrativos respecto de las reasignaciones del CA01 efectuadas por las autoridades, reclamando su derecho prioritario para la asignación de capacidad destinada a sus clientes firmes.

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 ese sentido, luego le fue solicitado a la Sociedad que requiriera financiamiento para asignarlo al fideicomiso, por lo cual se hizo llegar a instituciones financieras, las solicitudes y la información necesaria para obtener el financiamiento que, en todos los casos, tiene como destinatario y garante de dichos fondos al Fideicomiso organizado por la SE a través de Nación Fideicomisos S.A.

Debido a lo costoso de la expansión 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, SGPI y 2.

En principio la disponibilidad de la capacidad asignada fue estimada para alguna fecha entre el 01/06/05 y el 31/12/05, pero a la fecha son prácticamente nulas las expectativas respecto de la ampliación de la capacidad del Gasoducto Centro Oeste en el corto plazo, ya que aún no fue completada la estructura financiera del mismo.

En el mes de setiembre de 2005, y con motivo de las gestiones encaminadas por las provincias de Mendoza y San Juan a los efectos de obtener alternativas de financiamiento para la concreción de la ampliación parcial del tramo de gasoducto Beazley-La Dormida, la Sociedad solicitó a TGN SA la postergación del cierre del CA01.

En los últimos días de febrero de 2005 la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N° 1220/2005, que conjuntamente con la Resolución N° 3140/2005 del mismo ente, establecieron una nueva instancia en relación con la capacidad asignada, confirmando la titularidad por parte de la Sociedad, indicando el modo de prorrateo a los usuarios "validados" y determinando ciertos mecanismos para llegar a acuerdos para ceder dicha capacidad al Productor que la financia (si lo hubiera) o procurar financiamiento alternativo. De no lograr resultados en alguna de estas variantes en un plazo perentorio, la Licenciataria debe ceder paso a los usuarios validados para que éstos directamente lleguen a acuerdos con el Productor o financien su parte. La Sociedad solicitó una extensión razonable de los plazos e interesó nuevamente a las instituciones financieras mencionadas sin lograr resultados concretos.

Como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1882/2004 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 CA01 de TGN SA 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 períodos invernales (2005 y 2006).

En ambos casos el costo final de gas y transporte no será superior al que se hubiese pagado durante el período 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 dos años, para el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 15 de setiembre, encontrándose operativo este servicio a partir de junio de 2005. El costo del mismo es el correspondiente al transporte incluyendo el cargo fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado. En cuanto al gas que debía proveerse bajo este esquema, al no contar YPF S.A. con disponibilidades excedentes, la



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad debe obtenerlo mediante los mecanismos de redireccionamiento o directamente por aportes de los clientes industriales.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se benefician 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.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1565/04, N° 1521/05 y N° 1618/05) 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. Ante la falta de respuesta por parte del ENARGAS se le requirió un pronto despacho, cuyo plazo también ha vencido, siendo incierta la decisión que finalmente se adoptará.

▪ A finales del mes de setiembre 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 Ofertas Irrevocables ("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). En la OI de Prioridad 1 la Sociedad incluyó un párrafo similar al contenido en el modelo de OI que establece las condiciones para el lapso comprendido entre el final de su Licencia y eventual prórroga y el plazo de 35 años indicados en la OI.

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar es de sólo 10 MMm³/día). De acuerdo a las prioridades definidas en las bases y de ratificarse la validez de las OI presentadas por todos los participantes, esta expansión sólo podría satisfacer a la Prioridad 1 (distribuidoras y subdistribuidores) y a la Prioridad 2 (generación de energía eléctrica), resultando excluidas todas las demandas de sectores industriales y GNC. La probabilidad de que se amplíen los 10 MMm³/día previstos por TGN SA es incierta debido a las dificultades en la obtención de financiamiento evidenciadas en el CA01, con lo que es de prever que la capacidad efectiva que se asigne y/o construya en favor de la Sociedad sea inferior a la solicitada.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Dado que a la fecha de presentación de la OI para el CA02, el ENARGAS aún no había resuelto los cuestionamientos a las asignaciones del CA01, la Sociedad manifestó a TGN SA y al ENARGAS que las cantidades definitivas de la OI bajo Prioridad 1 estaba subordinada a la resolución del CA01.

▪ Mediante la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22/04/04- se 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”), el que fue 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.

Continúan vigentes los acuerdos que la Sociedad lograra reestructurar durante el 2004 con tres productores de gas bajo dos contratos, por un volumen equivalente a aproximadamente el 30% de la necesidad prevista inicialmente para el año 2005. 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 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. La Sociedad no puede asegurar el resultado de la negociación. En el caso de no resolverse esta situación, se deberá continuar acudiendo a los mecanismos instrumentados por la SE y el ENARGAS, que fueron aplicados durante los años 2004 y 2005.

En tanto el ENARGAS no publique los cuadros tarifarios de julio y octubre 2005 para reflejar el último escalón del incremento de gas para los sectores industriales previsto en el Acuerdo, preventivamente y por aplicación de las garantías previstas en el mismo, la Sociedad ha comunicado a los productores que en tanto ello no ocurra y se perciban de manera efectiva las tarifas que reflejen el nuevo precio, no se reconocerán los incrementos correspondientes en el precio del gas.

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). Adicionalmente la Sociedad reiteró el reclamo al ENARGAS para que emitiera las tarifas que correspondían a partir del 1° de julio y las correspondientes al ajuste estacional a partir del 1° de octubre. Ante el silencio del ENARGAS, la Sociedad le requirió un pronto despacho. Frente a la atipicidad de la situación generada por la no sanción de los cuadros tarifarios en los tiempos y modalidades establecidos en las normas vigentes, la Sociedad no puede prever de qué modo, en qué plazos y con qué alcances se expedirán las autoridades.

▪ 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 Subsecretaría de Combustibles (“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,



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 entre el 18/06/05 y el 14/09/05 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 1801/2004 del 10/12/04, se prorrogó con retroactividad al 01/05/04 y también por el plazo de un año dicho acuerdo de abastecimiento. Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565.

▪ Continuando con las medidas para adecuar los compromisos de venta a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de gas, para el periodo 01/05/05 al 30/04/06 se renovaron los acuerdos a los clientes que tuviesen como vencimiento el 30/04/05, únicamente en la modalidad sólo transporte, siempre que se tratase de Grandes Usuarios.

Se prorrogaron las ofertas a los clientes de transporte (clientes directos que se compran su propio gas) con vigencia hasta el 30/04/06, incrementando el periodo de cesión de capacidad total durante el invierno hasta 120 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios ininterrumpibles, incorporando a una ventana de 135 días las cantidades adicionales solicitadas por el cliente por encima de su firme histórico y con cláusulas de penalidad por consumos no autorizados.

Se mantuvo la misma capacidad diaria reservada de 2004 para los acuerdos con clientes de la categoría SGG, sin cláusula de renovación automática, con nominación semanal de consumos excedentes para el nuevo periodo, y una duplicación de las penalidades por consumos no autorizados (igualándolas a la penalidad de los Grandes Usuarios), aplicables al periodo invernal.

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. En consecuencia, la Sociedad ofreció y formalizó acuerdos sólo en las modalidades dispuestas por el ENARGAS.

▪ 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 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 el 2004 la mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis han presentado 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 precautoriamente la suspensión de los efectos de los decretos mediante el dictado de medidas cautelares cuya vigencia se mantiene a la fecha. En ciertos casos estas medidas precautorias han sido apeladas por la Sociedad, encontrándose aún pendientes de resolución por parte de las Cámaras de Apelaciones respectivas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ El 08/06/04 se publicó la Resolución N° 606/2004 de la SE por la cual se permite a determinados clientes intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de distribución de gas natural por redes en la medida que se trate de reserva de capacidad u obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes. La reventa de los servicios quedó habilitada para realizarse en forma total o parcial, aplicable tanto a los servicios completos como de sólo transporte y/o distribución. En tanto sea físicamente posible, las distribuidoras deben brindar como mínimo un servicio de distribución interrumpible.

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 de manera limitada, dado que opera en transacciones spot de gas y se lo utiliza como registro para la publicación de operaciones de reventa de Capacidad Diaria Reservada en el marco de la Resolución SE N° 606/2004.

La SE, a través de la Resolución N° 939/2005 del 04/08/05 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”.

▪ El 23/05/05 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 01/08/05– 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 01/01/06– al resto de los usuarios SGP3 y a las estaciones de GNC. Estas últimas deberán comprar su gas a través del MEG mediante 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 sería el correspondiente al período 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 obligación de suministro por la Sociedad. Se estima que se podría complicar el abastecimiento al segmento de servicios prioritarios (R, SGP1 y 2) por parte de la Sociedad 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 eventualmente obligará a la Sociedad a abastecerse del MEG o a redireccionar gas de Grandes Usuarios.

Por Resolución SE N° 930/2005 del 26/07/05 el plazo del 01/08/05 se prorrogó hasta el 01/09/05, fecha a partir de la cual tuvo efectiva vigencia. Mediante sucesivas notas, la SE instruyó para que a los usuarios que luego del 01/09/05 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 31/10/05, 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° 2020/2005 publicada el 23/12/05 en 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 le corresponde adquirir el gas en forma directa.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La misma Resolución SE 2020/2005 establece también una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberán adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de ofertas irrevocables presentadas en el MEG.

▪ El 11/04/05 se publicó la Resolución de la SE N° 624/2005 por la cual se restableció desde el 10/04/05 y hasta el 30/09/05 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 15/09/04, la SE dispuso que el PURE no se aplicara entre el 15/09/04 y el 30/04/05.

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 18/07/05, la SE introdujo nuevas modificaciones a la metodología de cálculo de las variaciones del consumo, las que fueron recogidas por la Resolución N° 3245 del ENARGAS, de fecha 20/07/05.

Los importes correspondientes a los cargos adicionales integran un Fondo Fiduciario determinado por el ENARGAS.

▪ Se llevó a cabo un continuo 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, generando un estado de constantes negociaciones con los proveedores.

▪ A fines de 2004 se acordó una extensión de la vigencia del convenio colectivo de trabajo con vigencia hasta el 31/08/05, sin modificaciones al cuerpo original. Producto de esa prórroga se otorgó una gratificación extraordinaria por única vez al personal comprendido en el mismo. Con vigencia desde el 01/08/05 hasta el 01/05/06 se firmó un acuerdo con el Sindicato que representa al personal dentro de convenio, por el cual se ajustaron las remuneraciones promedio de dicho personal en aproximadamente un 16% para el segundo semestre de 2005, con un 4% adicional aplicable al primer cuatrimestre de 2006.

▪ En lo que respecta a la estructura remunerativa gerencial se mantiene la política de retribuciones fijas acordes al mercado, complementada 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.

▪ En materia financiera, 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.

▪ En el aspecto organizacional, 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, 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de las aplicaciones de despacho de gas y de comercial para el cumplimiento de nuevas normativas. En los primeros dos meses del año se desarrollaron y finalizaron tareas complementarias a la fase 2 sobre implementación de mejoras de corto plazo, previstas en el proyecto de seguridad tecnológica, al tiempo que se inició la fase 3 sobre medidas de largo plazo. También se desarrollaron las etapas previstas para el ejercicio, relativas a los nuevos sistemas de administración de recursos humanos y de análisis de riesgo de las líneas de distribución y transmisión de gas por redes, dentro del proyecto de integridad de ductos.

- Se llevó a cabo el programa anual de capacitación en el marco de un plan a largo plazo de desarrollo integral de recursos humanos, abarcando aspectos técnicos específicos, de gestión y administración de negocios, y de entrenamiento y aplicación práctica de conocimientos generales y particulares. En el transcurso del año 2005 se insumieron 8.312 horas/hombre de capacitación, con el propósito fundamental de fortalecer el uso de prácticas gestionales de trabajo en equipo, de aplicación de herramientas de management y gestión, para alcanzar la plena integración de todos los niveles de la Sociedad.
- Institucionalmente, se desarrollaron campañas masivas de concientización sobre los riesgos inherentes al monóxido de carbono, de difusión de medidas preventivas respecto de conexiones irregulares y, en conjunto con ADIGAS (Asociación de Distribuidoras de Gas), de divulgación de las medidas para el uso racional del gas natural a través de publicaciones en oficinas de atención al cliente y escuelas. Asimismo, se desarrollaron jornadas de actualización sobre normas técnicas y de prevención del monóxido de carbono para instaladores de gas matriculados.

Los clientes

La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 17.527 clientes, lo que significa un total acumulado al cierre del mismo de 403.972, un incremento aproximado de 4,5% respecto de 2004, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 73,7% desde el inicio de la Licencia. En particular, se destaca el crecimiento operado en los últimos cuatro años en el número de estaciones de GNC conectadas al sistema, que al cierre de 2005 totalizan 137, 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.

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	
	31/12/05	31/12/04	Mm3 (*)	%
Residenciales	446,9	407,7	39,2	9,6
Grandes clientes	1.153,2	1.103,4	49,8	4,5
GNC	306,0	298,6	7,4	2,5
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	260,0	237,9	22,1	9,3
Total del volumen de gas entregado	2.166,1	2.047,6	118,5	5,8

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado creció un 5,8% con respecto al 2004. El crecimiento de la demanda obedece principalmente a las diferencias de precio apuntadas respecto de los otros combustibles, a la mejoría manifestada en la economía y al incremento del total de clientes servidos. El clima presentó un invierno moderado, con un registro de temperaturas similar al promedio histórico invernal para la región, comparable al año 2004, aunque algo más frío al inicio y final estacional, lo que determinó una cierta extensión del período invernal.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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	
	31/12/05	31/12/04	M\$	%
Residenciales	88,9	83,6	5,3	6,4
Grandes clientes	27,5	31,4	(3,9)	(12,4)
GNC	43,8	34,2	9,6	28,1
Otros (pequeñas y medianas industrias, comercios y subdistribuidores)	40,8	32,8	8,0	24,4
Total de ventas de gas	201,0	182,0	19,0	10,4

En 2005 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. Junto a estas causas y las variaciones relativas de volúmenes de los distintos segmentos, las ventas en pesos crecieron en general, con la sola disminución que manifestó el segmento de los Grandes clientes, producto de los efectos que genera el comienzo del unbundling.

III. Los resultados

Situación económica-financiera

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

Rubros	31/12/05	31/12/04	Variaciones
Activo Corriente	66.666	63.199	3.467
Activo No Corriente	532.179	542.483	(10.304)
Total Activo	598.845	605.682	(6.837)
Pasivo Corriente	44.657	40.628	4.029
Pasivo No Corriente	1.717	1.765	(48)
Total Pasivo	46.374	42.393	3.981
Patrimonio Neto	552.471	563.289	(10.818)
Total Pasivo más Patrimonio Neto	598.845	605.682	(6.837)

La suba del Activo Corriente entre ambos cierres obedece principalmente al aumento del total disponible en Caja y Bancos e Inversiones por \$3,0 millones, al incremento de \$0,2 millones en Otros Créditos y de \$0,4 en Otros Activos, y a una disminución del saldo de Créditos por Ventas de \$0,2 millones.

La disminución del Activo No Corriente por \$10,3 millones tiene su origen fundamentalmente, en mermas en Créditos por Ventas de \$0,3 millones y en Otros Créditos a largo plazo de \$0,5 millones, y en que el total de las altas de bienes de uso en 2005 (\$13,4 millones), no pudo compensar al total de amortizaciones anuales (\$21,9 millones) y el valor residual de las bajas por \$1,0 millón.

El aumento del Pasivo Corriente por \$4,0 millones se debe principalmente a un incremento de las Cargas Fiscales de \$4,4 millones, un aumento de Remuneraciones y Cargas Sociales por \$0,6 millones y de Otros Pasivos por \$2,5 millones, parcialmente compensadas por reducciones de las Cuentas a Pagar por \$1,9 y de las Previsiones por 1,7 millones.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Rubros	31/12/05	31/12/04	Variaciones
Ventas netas	205.309	184.865	20.444
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(151.307)	(135.180)	(16.127)
EBITDA (*)	54.002	49.685	4.317
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(21.869)	(21.650)	(219)
Resultado operativo ordinario - Ganancia	32.133	28.035	4.098
Resultados financieros y por tenencia – Ganancias	2.730	1.621	1.109
Otros ingresos netos	2.992	710	2.282
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	37.855	30.366	7.489
Impuesto a las ganancias (Nota 5.h) a los estados contables)	(17.473)	(14.841)	(2.632)
Utilidad neta	20.382	15.525	4.857
Utilidad neta por acción (Nota 4.g) a los estados contables)	0,101	0,077	0,024

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

El resultado neto del ejercicio al 31/12/05 es una ganancia de \$20,4 millones, con un aumento en \$4,9 millones con respecto a la ganancia registrada en el ejercicio anterior, que ascendió a \$15,5 millones. El EBITDA acusa un aumento aproximado de 8,7% con respecto a 2004, pero lo más relevante ha sido su caída de casi el 45,2% comparado con 2001, año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes. La variación de los resultados financieros fue positiva en \$1,1 millones, básicamente por más intereses generados por activos por \$0,4 millones y una ganancia por tenencias de \$0,9 millones, versus el incremento de \$0,2 millones en intereses generados por pasivos. Los Otros ingresos netos aportaron \$2,3 millones. El impuesto a las ganancias aumentó en \$2,6 millones, aunque redujo su incidencia efectiva del 48,9 al 46,2% sobre el resultado antes del impuesto.

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

Rubros	31/12/05	31/12/04	Variaciones
Activo Corriente Financiero	33.182	30.157	3.025
Total Activo Financiero	33.182	30.157	3.025
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	33.182	30.157	3.025

La Posición Financiera Neta al cierre de 2005 es positiva en \$33,2 millones, mostrando un incremento del saldo con respecto al que cerró el ejercicio 2004 de \$3,0 millones.

Indices

Tipo de índice	31/12/05	31/12/04	Variaciones
Liquidez	1,49	1,56	(0,07)
Solvencia	11,91	13,29	(1,38)
Endeudamiento	0,08	0,08	0,00
Inmovilización del capital	0,89	0,90	(0,01)
Rentabilidad	0,04	0,03	0,01



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 el Directorio, en cuanto fuera posible, 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.

Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2005 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$20.382.175.-, con una utilidad de \$0,101 por acción, mejorando el rendimiento por acción respecto del año 2004, aunque todavía 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 2005, 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 2005, 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 los Estados Contables del 31/12/05:

Resultados No Asignados provenientes de ejercicios anteriores - Ganancia	\$ 15.561.068.-
Resultado del ejercicio – Ganancia (1)	\$ 20.382.175.-
Total de Resultados No Asignados al cierre del ejercicio - Ganancia	\$ 35.943.243.-
a Reserva Legal	\$ 1.019.109.-
a Honorarios de Directores	\$ 123.000.-
a Honorarios de Comisión Fiscalizadora	\$ 72.000.-
a Bonos de Participación al Personal	\$ 102.423.-
a Dividendos en efectivo (Total a pagar en cuotas periódicas)	\$ 25.293.912.-
a Resultados no asignados	\$ 9.630.222.-

(1) Este importe incluye en concepto de provisión, \$123.000 como Honorarios de Directores, \$72.000 como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$102.423 como Bonos de Participación al Personal.

IV. Perspectivas para el próximo ejercicio

Del contexto

En las proyecciones del año anterior se apuntaron dos aspectos que tuvieron evolución y cierre prácticamente en el mismo ejercicio, y gravitarán en el 2006 y años posteriores, la culminación de la reestructuración de títulos de deuda argentina en default y la cancelación total de la deuda con el FMI.

Por otro lado, el importante crecimiento de la economía está teniendo como contracara un aumento de la inflación, que de acuerdo a las opiniones de analistas privados, de no atenderse con una reducción del gasto agregado –a costa de desacelerar el ritmo de crecimiento- traerá en el futuro la necesidad de devaluaciones nominales de la moneda y una creciente conflictividad por reclamos salariales.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Cabe hacer mención a la importante influencia que las decisiones nacionales tienen sobre las provincias que integran la región servida por la Sociedad, y también los efectos que sobre su actividad económica provocan en particular las administraciones provinciales. En ese sentido, es necesario tener en cuenta el nivel de endeudamiento de algunas provincias.

Finalmente, el sector energético deberá ser revitalizado en su conjunto, considerando que su tiempo de desarrollo para cubrir lo perdido, puede exceder el plazo en el que el crecimiento de la economía le exigirá respuestas. Como se ha venido expresando en los últimos años, es absolutamente necesario que el Gobierno facilite 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.

Principales actividades previstas para el 2006

- En el contexto de las limitaciones impuestas por la particular situación en la que se desenvuelve la actividad de la Sociedad, se prevé:
 - Continuar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de interconexión de cañerías de media y baja presión; la renovación de redes y servicios; la ampliación y construcción de plantas reguladoras de presión; la construcción de nuevos ramales; la adquisición de cañería para nuevas extensiones de gasoductos; trabajos de protección catódica; la adquisición de medidores para nuevos clientes industriales y residenciales; y obras de adecuación de cauces aluvionales.
 - 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, además de la previsión de las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, se trabajará en forma conjunta con el ENARGAS y ADIGAS en la realización de un plan de comunicación específico.
 - 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. Continuar las gestiones ante YPF S.A. y productores que no son actuales proveedores de la Sociedad para conocer las posibilidades y condiciones para el suministro de corto, mediano o largo plazo, o –de corresponder– en la modalidad de Asistencia en Picos.
 - 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 de los CA01 y CA02 de TGN SA.
 - 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 proyectos y factibilidades técnicas de aquellos futuros clientes que se encuadren en las definiciones ya expuestas sobre el particular en el capítulo de La gestión, 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.
 - 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 31/12/06.
 - Llevar a cabo las nuevas etapas previstas en el proyecto de seguridad informática y de 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

- En el transcurso del primer semestre se establecerán nuevas negociaciones con el Sindicato con vistas a la renovación del actual convenio colectivo con vigencia hasta el 01/05/06. Asimismo, se desarrollará durante el año el plan de capacitación interanual previsto, que comprende un estimado de 8.000 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.

V. Consideraciones finales

La Sociedad cierra un ejercicio en el que se plasmaron los resultados de la aplicación de sus políticas. Resultados que se observan en la presente Memoria y en sus Estados Contables e información complementaria, en datos cuantitativos y cualitativos que muestran una satisfactoria evolución, dentro del contexto señalado y de las singulares circunstancias en que se han desarrollado sus actividades.

En particular, se logró mantener bajo el nivel de endeudamiento de la Sociedad, sin recurrir a la financiación mediante préstamos bancarios, realizando las inversiones necesarias, con costos y gastos crecientes, aspectos todos que exigieron una administración cuidadosa de los flujos de fondos. En ese contexto, también se pudo concretar una distribución de resultados parcial y en cuotas.

Respecto de las dificultades a superar por el sector energético, cabe reiterar la necesidad de implementar políticas que busquen el franco desarrollo y normalización de todas las actividades relacionadas, en un marco de respeto por los acuerdos y estabilidad normativa.

Continúa siendo aspiración de la Sociedad que la razón y la equidad sean protagonistas en el cierre del proceso de renegociación de los contratos de servicios de gas natural, con el reconocimiento de sus derechos y el restablecimiento adecuado de la ecuación económica de la Licencia alterada por la Ley de Emergencia y normas posteriores. Su razonable definición podrá traer proyecciones más realistas y atemperar las dificultades que el sector está teniendo para su desarrollo.

Solo resta expresar nuestro reconocimiento a quienes con su participación y esfuerzo posibilitaron que la Sociedad enfrentara con determinación y esperanza las difíciles circunstancias que se presentaron en este 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, 6 de febrero de 2006.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Suipacha 1067, 5° piso frente - Buenos Aires

**EJERCICIO ECONOMICO N° 14 Y 13
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2005 Y 2004**

ESTADOS CONTABLES AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y 2004

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.**

Fecha de finalización del Contrato Social: **30 de noviembre de 2091.**

Modificación del Estatuto (última): **23 de abril de 2004; inscrita en la Inspección General de Justicia el 20 de julio de 2004.**

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 2005
(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
6 de febrero de 2006

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 SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y 2004

1 de 2

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

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
ACTIVO		
ACTIVO CORRIENTE		
Caja y bancos (Nota 6.a)	5.018	11.554
Inversiones (Anexos C y D)	28.164	18.603
Créditos por ventas (Nota 6.b)	26.417	26.634
Otros créditos (Nota 6.c)	2.660	2.430
Bienes de cambio	595	566
Otros activos (Nota 6.d)	3.812	3.412
Total del activo corriente	<u>66.666</u>	<u>63.199</u>
ACTIVO NO CORRIENTE		
Créditos por ventas (Nota 6.e)	-	290
Otros créditos (Nota 6.f)	1.848	2.351
Bienes de uso (Anexo A)	530.320	539.828
Activos intangibles (Anexo B)	11	14
Total del activo no corriente	<u>532.179</u>	<u>542.483</u>
TOTAL DEL ACTIVO	<u>598.845</u>	<u>605.682</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
6 de febrero de 2006

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 SITUACION PATRIMONIAL AL 31 DE DICIEMBRE DE 2005 Y 2004

2 de 2

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

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
PASIVO		
PASIVO CORRIENTE		
Cuentas a pagar (Nota 6.g)	18.937	20.800
Dividendos a pagar (Notas 9 y 13)	22	-
Cargas fiscales (Nota 5.g)	12.103	7.697
Remuneraciones y cargas sociales	2.029	1.432
Otros pasivos (Nota 6.h)	6.327	3.774
Previsiones (Anexo E)	5.239	6.925
Total del pasivo corriente	<u>44.657</u>	<u>40.628</u>
PASIVO NO CORRIENTE		
Otros pasivos (Nota 6.i)	1.717	1.765
Total del pasivo no corriente	<u>1.717</u>	<u>1.765</u>
TOTAL DEL PASIVO	46.374	42.393
PATRIMONIO NETO (según estado respectivo)	<u>552.471</u>	<u>563.289</u>
TOTAL DEL PASIVO Y DEL PATRIMONIO NETO	<u>598.845</u>	<u>605.682</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
6 de febrero de 2006
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 2005 y 2004.

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

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Ventas (Nota 6.j)	205.309	184.865
Costo de ventas (Anexo F)	(143.019)	(131.827)
Utilidad bruta	62.290	53.038
Gastos de administración (Anexo H)	(10.039)	(8.691)
Gastos de comercialización (Anexo H)	(20.118)	(16.312)
Utilidad operativa	32.133	28.035
Resultados financieros y por tenencia generados por activos		
Intereses	2.543	2.103
Diferencias de cotización	168	482
Otros resultados por tenencia	370	(501)
Resultados financieros y por tenencia generados por pasivos (Anexo H):		
Intereses	(402)	(231)
Diferencias de cotización	51	(232)
Resultados financieros y por tenencia	<u>2.730</u>	<u>1.621</u>
Otros ingresos netos (Nota 6.k)	2.992	710
Utilidad antes del impuesto a las ganancias	37.855	30.366
Impuesto a las ganancias (Nota 5.g)	(17.473)	(14.841)
Utilidad neta del ejercicio	20.382	15.525
Utilidad neta por acción (Nota 4.f)	0,101	0,077

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
6 de febrero de 2006

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 2005 y 2004.

(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	31/12/05	31/12/04
Saldos al inicio del ejercicio	202.351	290.480	492.831	22.921	47.537	70.458	563.289	582.764
Disposición de la Asamblea Ordinaria de Accionistas del 29/04/2005								
- Reserva Legal	-	-	-	776	(776)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo (Nota 13)	-	-	-	-	(31.200)	(31.200)	(31.200)	(35.000)
Utilidad neta del ejercicio	-	-	-	-	20.382	20.382	20.382	15.525
Saldos al cierre del ejercicio	202.351	290.480	492.831	23.697	35.943	59.640	552.471	563.289

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
6 de febrero de 2006

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 2005 y 2004.

(expresados en miles de pesos –Nota 4-)

VARIACIONES DEL EFECTIVO	2005	2004
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	29.806	47.249
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio (Nota 4.c)	32.559	29.806
Aumento (disminución) neto de efectivo y equivalentes de efectivo	2.753	(17.443)
 CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Utilidad neta del ejercicio	20.382	15.525
Impuesto a las ganancias devengado en el ejercicio	17.473	14.841
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de bienes de uso	21.864	21.644
Amortización de activos intangibles	5	6
Bajas de bienes de uso	1.021	1.148
(Disminución) aumento de la provisión para desvalorización de inversiones	(549)	549
Aumento de la provisión para deudores de cobro dudoso	2.082	25
Disminución de la provisión para juicios y contingencias	(1.338)	(328)
Diferencias de cambio, intereses, actualizaciones y otros resultados financieros generados por pasivos	351	463
Cambios en activos y pasivos operativos:		
(Disminución) aumento de inversiones	277	(614)
Aumento créditos por ventas	(737)	(1.451)
Aumento de otros créditos	(1.554)	(77)
Aumento de bienes de cambio	(29)	(121)
Aumento de otros activos	(400)	(2.448)
(Disminución) aumento de cuentas por pagar	(2.757)	4.313
Aumento de remuneraciones y cargas sociales	597	90
Aumento de cargas fiscales	1.474	282
Aumento de otros pasivos	3.017	2.036
Impuesto a las Ganancias pagado	(14.042)	(22.692)
Pago de juicios	(348)	(32)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	46.789	33.159
 ACTIVIDADES DE INVERSION		
Adquisición de bienes de uso	(12.461)	(15.396)
Adquisición de activos intangibles	(2)	(14)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	(12.463)	(15.410)
 ACTIVIDADES DE FINANCIACION		
Toma de préstamos	-	7.400
Pago de capital de préstamos	-	(7.400)
Pago de intereses de prestamos	-	(192)
Pago de dividendos	(31.200)	(35.000)
Pago de intereses de dividendos	(373)	-
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION	(31.573)	(35.192)
 AUMENTO (DISMINUCIÓN) NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO	 2.753	 (17.443)

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
6 de febrero de 2006

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.	32
7	Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos.	34
8	Concentración de operaciones.	35
9	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y Partes Relacionadas.	36
10	Capital Social.	37
11	Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad.	39
12	Medio ambiente.	45
13	Restricciones a la distribución de los resultados no asignados.	46
14	Contingencias.	46

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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
6 de febrero de 2006

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 el 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 determinar sobre el fondo de la cuestión.

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.

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.

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 del 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

“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) solo 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 en las tarifas de distribución –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 PPI, el factor “K” y el costo promedio de transporte, suspendiéndose el proceso de RQT II , sino que además 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 incluido en las tarifas inferior al que hubiera correspondido. La Sociedad presentó los recursos y reclamos que en cada caso correspondían.

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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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.
- 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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).

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 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;

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

- (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;
- (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 fin de cumplir con estas obligaciones, la Sociedad celebró el 28 de diciembre de 1992 un Contrato de Asistencia Técnica con el operador técnico Società Italiana per il Gas per Azioni ("ITALGAS") que tras sucesivas renovaciones se mantuvo vigente hasta el 31 de julio de 2004.

Con fecha 9 de marzo de 2004, el Directorio de la Sociedad resolvió solicitar al ENARGAS su autorización con la finalidad de que esa Autoridad Regulatoria aceptase la idoneidad de la Sociedad para operar su propio sistema sin operador técnico externo, en los términos del Art. N° 3.1.2 del pliego de licitación y sus normativas concordantes. La Sociedad efectuó todas las presentaciones pertinentes ante el ENARGAS para obtener dicha autorización.

Con fecha 23 de julio de 2004 el ENARGAS, considerando los antecedentes disponibles, la normativa vigente y la idoneidad de esta Sociedad Licenciataria, informó a la misma que no tenía observaciones que realizar a la pretensión de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. de actuar como su propio operador técnico.

Al disponer de esta autorización y contando con el acuerdo de ITALGAS, el 26 de julio de 2004 la Sociedad comunicó al ENARGAS la decisión de constituirse en su propio operador técnico a partir del 1° de agosto de 2004.

NOTA 3 – LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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 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 Reguladores 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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. Finalmente, 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. El 15 de diciembre de 2004 el PEN promulgó la Ley N° 25.972 que prorrogó hasta el 31 de diciembre de 2005 el plazo de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, prorrogando también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y normas complementarias. Por último, el 22 de diciembre de 2005 se sancionó la Ley N° 26.077 que extiende la prórroga hasta el 31 de diciembre de 2006.

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 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 Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“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 los 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 y pedidos de información por parte de la UNIREN, sin que a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables se pudiera concretar un acuerdo sobre los términos bajo los cuales podría formalizarse un Acta Acuerdo.

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 Secretaría de Energía (“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 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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.

Con fecha 13 de febrero de 2004, el PEN sancionó los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, que introducen cambios en la actividad de la Sociedad cuyos efectos, de difícil cuantificación, permanecen en etapa de determinación, al haberse comenzado una secuencia de sucesivas aclaraciones por parte de las autoridades pertinentes a través de una reglamentación que aún mantiene aspectos pendientes respecto de las modificaciones realizadas.

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 lo específico, con el Decreto N° 180/2004 se sustituyen las Condiciones Especiales de ciertas Categorías Tarifarias. Entre ellas, la sustitución más significativa fue la de Otros Usuarios Venta GNC por las categorías Otros Usuarios Venta Firme GNC y Otros Usuarios Venta Interrumpible GNC. La categoría Venta Firme GNC prevé la asignación de una capacidad firme a cada estación, el pago mensual de un Cargo por Reserva de Capacidad y una reducción en la tarifa por m³ por escisión del componente "transporte". La Venta Interrumpible GNC no prevé Cargo por Reserva y su tarifa por m³ no contiene componente de transporte, pero admite interrupciones y está supeditada a la colocación de un equipo de telemedición y corte remoto que garantice el acatamiento de las instrucciones impartidas al efecto.

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.

Al igual que en otras jurisdicciones, la gran mayoría de las estaciones de carga de GNC que operan en las provincias de Mendoza y San Luis han presentado 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 por entender que dichos reglamentos vulneran sus derechos al posibilitar en determinadas condiciones la interrupción del suministro de gas a sus establecimientos. 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 –en tanto y en cuanto su aplicación afecte la continuidad y regularidad del suministro– mediante el dictado de medidas cautelares cuya vigencia se mantiene a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables. En ciertos casos estas medidas precautorias han sido apeladas por la

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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, encontrándose aún pendientes de resolución por parte de las Cámaras de Apelaciones respectivas.

Mediante la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22 de abril de 2004- se 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”) 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.

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 SE, mediante la Resolución N° 657/2004, publicada el 15 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° 1681/2004 de la SE que

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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.

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 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 (actualmente reemplazada por 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 entre el 18 de junio de 2005 y el 14 de setiembre de 2005 continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables, no se encuentra claramente definido el traslado a tarifa de los mayores costos derivados de la compra de dicho gas (posibilidad de pass-through), que a la luz de las estimaciones que es posible realizar, no se consideran significativos.

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, ha entrado en operación de manera limitada dado que se opera 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. Se espera que se manifieste un volumen de operaciones importantes –en cuanto a contratación a término- con motivo de la segunda etapa del proceso de desagregación de los servicios de venta de gas, transporte y distribución ("unbundling") establecido por la Resolución SE N° 752/2005 a llevarse a cabo a partir del 1° de enero de 2006 y del 1° de marzo de 2006, según que tipo de usuario se trate de acuerdo a la Resolución SE N° 2020/2005, debido a la obligación de compra de gas a través del MEG que tendrán que acatar las estaciones de GNC y los demás usuarios directos que requieran cantidades adicionales de gas.

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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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”.

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 entre otras cosas que todos los usuarios de servicios de distribución de gas natural por redes (excepto residenciales y usuarios del Servicio General P que durante el último año de consumo hubieran registrado un consumo promedio mensual inferior a 9.000 m³ de 9.300 Kcal.) podrán adquirir el gas natural en el PIST, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las distribuidoras, pudiendo optar entre: (i) contratar todo el suministro de gas natural en un PIST sobre la ruta de transporte con mayor tarifa máxima que abastece a la subzona donde recibe el servicio, ó (ii) contratar el suministro utilizando todas las rutas de transporte que abastecen esa subzona, y en la misma proporción en que la abastecen. El usuario podrá realizar cualquiera de las combinaciones posibles que se le presenten, siempre que respete estos dos extremos o condiciones de borde, y ello así, con la finalidad de no incrementar el costo unitario del transporte que deberá ser incorporado a las tarifas máximas de aquellos usuarios que seguirán recibiendo el suministro de gas natural directamente de la prestataria de distribución.

A partir del 1° de agosto de 2005 las distribuidoras no pueden suscribir acuerdos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el PIST para abastecer a los Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles, usuarios del Servicio General G, y del Servicio General P cuyo consumo promedio mensual del último año de consumo registrado fuera mayor o igual a 150.000 m³/mes, ni podrían utilizar los volúmenes de gas natural de que dispusieron para abastecer estos usuarios. Lo mismo se aplica para los usuarios del Servicio General P cuyo consumo promedio por mes del último año fuera mayor a 9.000 m³, y para los usuarios del Servicio Otros Usuarios Venta Firme GNC y Otros Usuarios Venta Interrumpible GNC, pero a partir del 1° de enero de 2006. Quedan excluidos los organismos o dependencias estatales del Estado Nacional, Provincial o Municipal sin fines comerciales o industriales específicos, centros asistenciales, colegios y entidades religiosas.

Los demás usuarios del Servicio General P podrán adquirir gas natural en el PIST a sujetos de la industria diferentes de las distribuidoras, con los mismos criterios que también se aplican a todos los usuarios de este servicio.

Los usuarios a los que se refiere la Resolución podrán requerir a su distribuidora la cesión del volumen de gas que están consumiendo y acordar, con cualquiera de los productores que abastece a la licenciataria, la transferencia de la parte proporcional de los contratos. Inversamente, los Grandes Usuarios y los usuarios del servicio General G que habían acordado con las Distribuidoras una previsión de reducir el volumen firme o garantizado al momento del Acuerdo, deberán resignar en favor de la Distribuidora, el gas producto de la reducción para que ésta lo utilice en las mismas condiciones en que lo hubiera hecho al momento de la firma del Acuerdo.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

Se instruye a la SSC para que, en coordinación con el MEG, elabore un esquema de asignación o licitación de “unidades homogéneas de contrato” de gas natural en el PIST exclusivo para las estaciones de GNC, de carácter anónimo y garantizado, definiendo lineamientos mínimos a respetar.

A partir de las fechas establecidas para cada categoría, los usuarios solo podrán recibir el suministro de gas de las distribuidoras, cuando estas hayan adquirido el fluido por cuenta y orden de esos nuevos consumidores directos en el ámbito del MEG.

Los productores que adhirieron al Acuerdo podrán deducir de los acuerdos con las distribuidoras, los volúmenes que surjan de los acuerdos con los nuevos consumidores directos de gas natural, sólo desde el momento en que los mismos se registren ante el MEG. Luego de tal deducción y respecto al abastecimiento de los usuarios residenciales y SGP, 1º y 2º escalón, estos productores deberán incrementar el volumen neto que deberán seguir proveyendo a las distribuidoras hasta el punto en que las mismas puedan abastecer a los usuarios que continúan comprándoles gas en los términos de esta Resolución. Si no se llega a un acuerdo entre productor y distribuidora respecto de las proporciones o volúmenes a ser incrementados, cada productor deberá incrementar proporcionalmente el volumen neto remanente que deberá proveer a la prestataria, de manera tal que se mantenga constante el porcentaje que represente el volumen neto remanente a proveer, respecto al volumen total que la prestataria tiene derecho a recibir de los productores por efecto del Acuerdo, de manera que la distribuidora pueda cubrir la demanda de los clientes que le siguen adquiriendo gas natural. Se estima que se podría complicar el abastecimiento al segmento de servicios prioritarios (R, SGP1 y SGP2) por parte de la Sociedad en el caso de condiciones térmicas 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 eventualmente obligará a la Sociedad a abastecerse del MEG o a redireccionar gas de Grandes Usuarios.

En caso que existiera alguna diferencia entre usuario y distribuidora, respecto al volumen que cada usuario puede solicitar, o a la estacionalidad del mismo, el ENARGAS resolverá la cuestión.

Las distribuidoras deberán garantizar a todas las categorías de usuarios previstas en la resolución, la prestación de los servicios de transporte y distribución en las mismas condiciones que a las fechas a que hacen referencia los artículos.

En cada inicio de un periodo estacional se recalculará el costo de transporte de cada subzona de distribución considerando las variaciones ocurridas sobre el costo promedio unitario de transporte.

Se establecen criterios para la facturación y publicación de cuadros tarifarios, solicitando en particular, la apertura del margen de distribución y el costo unitario de transporte desde cada una de las subzonas de recepción de cada transportista.

Las distribuidoras podrán solicitar inyecciones de gas natural adicional, para todos aquellos usuarios a los cuales, en cada momento, debe abastecer con contratos de compra de gas en el PIST, acorde a esta Resolución y en el resto de la normativa aplicable.

Se establecen los resarcimientos que las distribuidoras deberán efectuar a aquellos usuarios que calificando para recibir inyección adicional, la distribuidora respectiva no lo solicitara, o bien que no pudiera hacerlo por estar inhabilitada para ello por falta de pago de facturas vencidas por gas recibido de acuerdo a este procedimiento.

A partir del 1º de julio de 2005, el productor exportador recibirá el precio aplicable según las disposiciones del Acuerdo homologado por la Res. Nº 208 del MPFIPyS, por el gas suministrado como Inyección Adicional Permanente (“I.A.P.”).

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

PRICE WATERHOUSE & CO. S.R.L.

(Socio)

C.P.C.E.C.A.B.A. – Tº 1 Fº 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 nuevos consumidores directos podrán demandar gas en los PIST, registrando en el MEG su disposición a contratar gas a término, utilizando para ello un Mecanismo de Ofertas Irrevocables Estandarizadas (“O.I.E.”), cuyas características básicas son definidas por la misma Resolución. Los consumidores directos que no fueron alcanzados por el Acuerdo solo podrán utilizar el mecanismo cuando finalicen los contratos de compra-venta de gas o sus prórrogas o renovaciones, por los que hayan sido provistos en iguales condiciones.

Ningún exportador de gas natural podrá adquirir gas natural producido en el país para destinarlo a la exportación, mientras existan O.I.E. que hayan merecido la aplicación del mecanismo de I.A.P. Asimismo, ningún transportador u operador de gasoductos, podrá transportar bajo ningún concepto gas de productor exportador, en tanto no cumpla totalmente con sus obligaciones de I.A.P., de O.I.E., o las previamente asumidas con cualquier usuario del mercado interno.

El régimen de O.I.E. previsto en la Resolución estará en vigencia hasta el 31 de diciembre de 2006.

Las usinas de generación de electricidad deberán inscribir en el registro de O.I.E., como demanda de gas a término, aunque no tengan transporte firme contratado, los volúmenes que se requieren en uso del mecanismo dispuesto por la Res. N° 659/2004 de la S.E., que continuará rigiendo en materia de fijación de precios. Las usinas deberán inscribirse con antelación suficiente para obtener el derecho a recibir gas natural a través del procedimiento de O.I.E. o del mecanismo de I.A.P., a partir del 1° de junio de 2005.

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. Esta disposición establece además que si a esta última fecha no se encuentran acordados todos los contratos de suministro entre los consumidores directos enunciados y los productores proveedores de la Sociedad, la SE definirá el mecanismo conforme el cual esos usuarios tendrán derecho a recibir el suministro de gas. También aclara que los usuarios del servicio interrumpible podrán elegir cualquier ruta o combinación de rutas de transporte, respetando la prioridad que sobre ellas tienen los usuarios ininterrumpibles o firmes. 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, la Licenciataria debía asignarles un Productor bajo determinadas pautas, para que éste les facture el gas consumido. Una vez vencido el plazo del 31 de octubre de 2005, si algún consumidor directo continúa sin acordar y registrar su contrato de suministro, la Sociedad y la Transportadora estarán inhabilitadas para asignarles gas.

La SE emitió la Resolución N° 2020/2005 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 deberán adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de ofertas irrevocables presentadas en el MEG.

El 11 de abril de 2005 se publicó la Resolución de la SE N° 624/2005 por la cual se restablece la vigencia del Programa de Uso Racional de la Energía (“PURE”), -o específicamente, Programa de Uso Racional del Gas Natural- creado por la Resolución N° 415/2004 de la SE, desde el 15 de abril de 2005 hasta el 30 de

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

setiembre de 2005, a los fines de mejorar las condiciones de abastecimiento interno de gas natural y de energía eléctrica en todo el territorio nacional. El objetivo del PURE es el de alentar a los usuarios residenciales y comerciales para que reduzcan o no aumenten el consumo de gas natural con relación a sus consumos de iguales periodos del año 2003, con el fin de disponer de mayores excedentes de gas natural para su utilización en actividades de tipo industrial.

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 estableció que el PURE no tendría aplicación entre el 15 de setiembre de 2004 y el 30 de abril de 2005. Son sujetos activos del mismo los usuarios Residenciales de las categorías R1, R2, R3, y los usuarios del SGP cuyo promedio mensual anual de consumo los ubique en la primera o segunda escala de consumo de esa categoría, conforme lo dispuesto por el Decreto N° 181/2004.

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, estableciendo un mecanismo de ajuste a los consumos observados en el periodo a facturar, cuando la diferencia que surja de compararlo con los consumos del periodo de referencia supere un cierto umbral. Estas modificaciones fueron recogidas por la Resolución N° 3245 del ENARGAS, de fecha 20 de julio de 2005, en la que se adapta a estas disposiciones la metodología para la instrumentación del PURE.

Los importes correspondientes a los cargos adicionales integran un Fondo Fiduciario determinado por el ENARGAS. Se excluyen de los alcances del PURE a todos los nuevos consumidores cuyos registros de consumo no permitan realizar la comparación de volúmenes prevista.

El costo de los incentivos por los volúmenes de gas natural que se liberen como consecuencia de la aplicación del PURE, será abonado por los sujetos pasivos del mismo, que la Resolución de la SE N° 415/2004 definió como los usuarios firmes e interrumpibles de las distribuidoras, incluyendo a las estaciones de expendio de GNC, y excluyendo a todos los usuarios que no utilizan gas natural con fines industriales. Asimismo, no son sujetos pasivos del PURE los hospitales, escuelas públicas, y asociaciones civiles o entidades sin fines de lucro que demuestren o acrediten fehacientemente tal condición.

Asimismo, 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 nuevo escenario, la Sociedad ha debido 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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.

- **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 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 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:

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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) 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 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 mayor 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 2005 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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

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.

La Junta de Gobierno de la Federación Argentina de Consejos Profesionales en Ciencias Económicas ("F.A.C.P.C.E.") aprobó las Resoluciones Técnicas ("R.T.") N° 16, 17, 18, 19, 20 y 21, que incorporaron cambios a las normas contables profesionales de valuación y exposición. Por otra parte dichas normas fueron aprobadas con ciertos cambios por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("C.P.C.E.C.A.B.A.") con vigencia obligatoria para los ejercicios iniciados a partir del 1° de julio de 2002 (R.T. N° 16 a 19), a partir del 1° de enero de 2003 (R.T. N° 20), y a partir del 1° de abril de 2003 (R.T. N° 21). La CNV adoptó, con ciertas excepciones, las R.T. N° 16 a 20 con vigencia obligatoria para los ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2003, y la R.T. N° 21 con vigencia obligatoria para los ejercicios iniciados a partir del 1° de abril de 2004. La Sociedad optó por su aplicación en los Estados Contables al 31 de diciembre de 2004.

Como consecuencia del proceso de unificación de normas contables que se está llevando a cabo en la República Argentina, 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. Dichas normas son aplicables para ejercicios completos o períodos intermedios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

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 2005 y 2004, habrían disminuido en aproximadamente 10.920 y 11.376, respectivamente.

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 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 del cierre del ejercicio. 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 de los fondos al cierre de cada ejercicio:

	2005	2004
Caja y bancos	5.018	11.554
Inversiones	28.164	18.603
Inversiones no consideradas fondos	(623)	(351)
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	32.559	29.806

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 de gas 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 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 2005 y 2004, los que fueron ganancia neta de 20.382 y de 15.525 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 ha efectuado ciertas reclasificaciones sobre la información comparativa para exponerla sobre bases uniformes con la del presente ejercicio.

NOTA 5 - CRITERIOS DE VALUACION

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 la Resolución N° CD 87/03 del C.P.C.E.C.A.B.A. vigentes al momento de cada transacción. 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 la Resolución N° 434/03 de la CNV, no siendo significativo el impacto en resultados en virtud del descuento que le corresponde a dichos créditos y deudas.

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.

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:** al valor descontado de los flujos de fondos que originarán los mismos utilizando tasas explícitas vigentes al momento de cada transacción, en la medida que sus efectos fueran significativos. El detalle respectivo se expone en el Anexo D.
- (ii) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda extranjera:** al valor descontado de los flujos de fondos que originarán los mismos utilizando tasas explícitas vigentes al momento de cada transacción, en la medida que sus efectos fueran significativos, 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

(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, 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. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

Bono Patriótico 2004 serie 74: a su valor estimado de recupero, el que incluye los intereses devengados al cierre del ejercicio. Este título fue emitido por el Estado Nacional el 11 de mayo de 2001, tiene tres años de plazo y amortización en cinco cuotas trimestrales a partir del último día del segundo año de vigencia. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

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 (U\$S 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 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 2005 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 determinarían 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 recurrió dichas resoluciones.

El valor de las altas de los sistemas de distribución incorporadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, en las condiciones anteriormente descriptas, asciende a 1.212 y 1.149, 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.

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 de cada ejercicio, considerando el efecto de las diferencias temporarias entre el

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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. Dicha determinación no difiere significativamente de su medición contable obtenida mediante el cálculo del valor descontado de los mismos, utilizando las tasas que correspondan según lo indicado por la Resolución N° CD 87/2003 del C.P.C.E.C.A.B.A. En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004 el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 1.831 y 2.329 respectivamente, y su composición fue la siguiente:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Créditos por ventas	1.184	927
Diferencias de cambio no computables impositivamente	131	261
Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles	(1.338)	(1.432)
Previsiones	1.834	2.424
Otros pasivos	<u>20</u>	<u>149</u>
Total	<u>1.831</u>	<u>2.329</u>

El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004 asciende a 498 y 162 de pérdida respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, 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 2005 y 2004, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 16.975 y 14.679 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias a pagar, conforme normas impositivas, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 5.948 y 3.583 al 31 de diciembre de 2005 y 2004, respectivamente.

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:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos	13.249	10.628
Diferencias permanentes:		
Reexpresión a moneda constante	3.927	4.161
Otros	<u>297</u>	<u>52</u>
Cargo a resultados por impuesto a las ganancias	<u>17.473</u>	<u>14.841</u>

- (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 2005 y 2004.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas a pagar ascienden a 1.564 y 1.410 al 31 de diciembre de 2005 y 2004, 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% y el 2,77% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, respectivamente.

h) Previsiones

(i) Deducidas del activo:

- a) **Sobre créditos por ventas y otros créditos:** se han constituido para reducir la valuación de los mismos en base al análisis de los créditos de cobro dudoso al cierre de cada ejercicio.
- b) **Sobre inversiones en títulos públicos:** se han constituido para reducir la valuación de títulos públicos que han visto disminuido su valor como consecuencia del estado de cesación de pagos declarado por el Estado Argentino, y en base a los últimos antecedentes conocidos respecto de su propuesta para reestructurar la deuda pública.

- (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.

Se valuaron a la mejor estimación posible de las sumas a pagar descontadas, utilizando las tasas que correspondan según lo indicado por la Resolución CD N° 87/2003 del C.P.C.E.C.A.B.A. en la medida que sus efectos fueran significativos.

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

Todas las cuentas se encuentran reexpresadas conforme a los criterios indicados en Nota 4.a) mediante la aplicación de los siguientes criterios:

- Las cuentas que acumulan operaciones monetarias ocurridas a lo largo de cada ejercicio, se reexpresaron mediante la aplicación de los coeficientes correspondientes al mes de devengamiento de cada partida.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 cargos por consumo de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se reexpresaron en función de los importes ajustados de tales activos.

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

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Activo corriente		
a) Caja y bancos		
Caja y bancos en Moneda Nacional	5.016	2.781
Caja y bancos en Moneda Extranjera (Anexo G)	2	8.773
	<u>5.018</u>	<u>11.554</u>
b) Créditos por ventas		
Deudores comunes (Nota 8.a)	33.063	32.583
Fondo subsidio Malargüe	1.709	725
Convenios a recuperar (Nota 5.b)	529	567
Provisión para deudores de cobro dudoso (Anexo E)	(8.884)	(7.241)
	<u>26.417</u>	<u>26.634</u>
c) Otros créditos		
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	61	119
Partes relacionadas (Nota 9)	309	713
Gastos pagados por adelantado	487	289
Créditos con el personal	407	236
Créditos impositivos	201	133
Programa de racionalización del uso del gas	60	-
Diversos	1.394	1.100
Provisión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E)	(259)	(160)
	<u>2.660</u>	<u>2.430</u>
d) Otros activos:		
Depósito judicial	3.392	2.992
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	420	420
	<u>3.812</u>	<u>3.412</u>

2005 2004

Activo no corriente

e) Crédito por ventas

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

Convenios a recuperar (Nota 5.b)	-	290
	<u>-</u>	<u>290</u>
f) Otros créditos:		
Créditos con el personal	17	22
Créditos impositivos (Nota 5.g)	1.831	2.329
	<u>1.848</u>	<u>2.351</u>
Pasivo corriente		
g) Cuentas a pagar		
Por suministro y transporte de gas (Nota 8.b)	11.669	14.610
Otros proveedores de bienes y servicios	6.103	3.966
Sociedades Art.33 Ley N° 19.550 (Nota 9)	-	197
Partes relacionadas (Nota 9)	1.061	1.893
Diversas	104	134
	<u>18.937</u>	<u>20.800</u>
h) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	1.412	1.314
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza (1)	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	3.849	2.039
Cargo gasoducto norte nación Fideicomiso S.A.	645	-
Diversos	2	2
	<u>6.327</u>	<u>3.774</u>
Pasivo no corriente		
i) Otros pasivos		
Bonificaciones a otorgar a clientes (Nota 5.e)	1.251	1.299
Deudas por redes cedidas por municipios	466	466
	<u>1.717</u>	<u>1.765</u>

(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

j) Ventas		
Ventas de gas (Nota 8.a)	201.047	181.991
Otras ventas	4.262	2.874
	<u>205.309</u>	<u>184.865</u>
k) Otros ingresos netos		
Recuperos de provisiones	2.099	1.021
Otros recuperos	676	-
Otros	217	(311)
	<u>2.992</u>	<u>710</u>

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 la apertura por plazos de vencimiento de colocaciones de fondos, créditos y pasivos es la siguiente:

	<u>Colocaciones de fondos</u>	<u>Créditos (1)</u>	<u>Otros pasivos (2)</u>
SIN PLAZO	-	49	419
DE PLAZO VENCIDO			
Anteriores a 1996	-	751	-
Entre enero y diciembre de 1996	-	273	-
Entre enero y diciembre de 1997	-	327	-
Entre enero y diciembre de 1998	-	325	-
Entre enero y diciembre de 1999	-	567	-
Entre enero y diciembre de 2000	-	848	-
Entre enero y diciembre de 2001	-	1.421	115
Entre enero y diciembre de 2002	-	727	11
Entre enero y marzo de 2003	-	48	-
Entre abril y junio de 2003	-	58	35
Entre julio y setiembre de 2003	-	79	149
Entre octubre y diciembre de 2003	15	46	42
Entre enero y marzo de 2004	-	38	-
Entre abril y junio de 2004	-	169	58
Entre julio y setiembre de 2004	-	112	2.153
Entre octubre y diciembre de 2004	-	60	87
Entre enero y marzo de 2005	-	120	58
Entre abril y junio de 2005	-	15	39
Entre julio y setiembre de 2005	-	201	1.352
Entre octubre y diciembre de 2005	-	2.308	2.449
Total de plazo vencido	15	8.493	6.548
DE PLAZO A VENCER			
Entre enero y marzo de 2006	28.149	28.799	25.260
Entre abril y junio de 2006	-	460	6.493
Entre julio y setiembre de 2006	-	249	349
Entre octubre y diciembre de 2006	-	170	349
Entre enero y marzo de 2007	-	8	-
Entre abril y junio de 2007	-	4	-
Entre julio y setiembre de 2007	-	4	466
Entre octubre y diciembre de 2007	-	1	-
Entre enero y diciembre de 2008	-	-	1.251
Entre enero y diciembre de 2009	-	1.831	-
Total de plazo a vencer	28.149	31.526	34.168
TOTAL	(a) 28.164	(b) 40.068	(c) 41.135

(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 62% es susceptible de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 51% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 44% y el 45% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, 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 2005 y 2004.

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 2005 y 2004 son los siguientes:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
YPF S.A.	3.904	4.736
T.G.N. S.A.	1.400	1.419
Total	5.304	6.155
% que representa sobre el total de cuentas a pagar	28%	30%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Compra de gas a YPF S.A.	52.942	54.800
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	18.003	17.544
Total	70.945	72.344
% que representa sobre el total de compras y gastos	38%	41%

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 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 2005 y 2004 son los siguientes:

DENOMINACION	OTROS CREDITOS		CUENTAS A PAGAR	
	2005	2004	2005	2004
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:				
ITALGAS (Nota 10)	-	72	-	197
Inversora de Gas Cuyana S.A.	1	1	-	-
LG&E Power Argentina III LLC	60	46	-	-
Total	61	119	-	197
Partes relacionadas:				
ITALGAS (Nota 10)	70	-	329	-
Sofid (Anexo G)	-	-	391	-
Serleasing S.p.A. (Anexo G)	-	-	-	338
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	239	698	341	1.555
Directores y Personal Gerencial	10	15	-	-
Total	319	713	1.061	1.893
Total	380	832	1.061	2.090

DENOMINACION	DIVIDENDOS A PAGAR	
	2005	2004
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:		
ENI	5	-
LG&E Power Argentina III LLC	17	-
Total	22	-

En el transcurso de los ejercicios económicos finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, 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)]:

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS EL	
		2005	2004
Contrato de asistencia técnica (Nota 2.f) ITALGAS (Nota 10)	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	(292)
Total		-	(292)
Prestación de servicios Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(2.080)	(1.659)
ITALGAS (Nota 10)	Relacionada	(174)	-
ITALGAS (Nota 10)	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	(310)
Total		(2.254)	(1.969)
Remuneraciones Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(1.782)	(1.763)
Total		(1.782)	(1.763)
Gastos operativos ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(3)	-
Enidata S.p.A.	Relacionada	-	(10)
Sofid (Anexo G)	Relacionada	(95)	-
Serleasing S.p.A.	Relacionada	-	(93)
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(644)	(412)
Total		(742)	(515)
Recupero de costos y otros Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	111	93
Total		111	93
Resultados Financieros ITALGAS (Nota 10)	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	(49)
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(201)	-
ENI	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(27)	-
LG&E Power Argentina III LLC	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	(9)	-
Programa de Propiedad Participada	Relacionada	(39)	-
Otros (1)	Relacionada	(118)	-
Serleasing S.p.A.	Relacionada	-	30
Total		(394)	(19)
Total		(5.061)	(4.465)

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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 2005 es la siguiente:

	<u>Cantidad de Acciones</u>	<u>Clase</u>	<u>Porcentaje</u>
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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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.

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:

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 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", 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. Algunos acuerdos se sujetan a las cláusulas generales de los acuerdos preexistentes (como take or pay o delivery or pay). Dichos acuerdos tienen 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, habiéndose establecido hasta el

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

momento incrementos de precios escalonados en función de un sendero de cuatro ajustes sucesivos para los consumos de Grandes Usuarios, SGG, GNC Venta Firme, y SGP 3.

Estos acuerdos vencen el 31 de diciembre de 2006 y prevén las reducciones de las cantidades comprometidas en la medida en que se implemente lo dispuesto en el Decreto N° 181/2004 (Art. 4) y que las distintas categorías de usuarios deban comprar el gas en forma directa.

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 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 satisface las necesidades de la Sociedad, y por tal motivo se realizó una contrapropuesta. La Sociedad no puede asegurar el resultado de la negociación. En el caso de no resolverse esta situación, se deberá continuar acudiendo a los mecanismos instrumentados por la SE y al ENARGAS a los efectos de que se efectúe la correspondiente provisión en los términos de la normativa vigente, que particularmente fueron aplicados durante los años 2004 y 2005.

En tanto el ENARGAS no publique los cuadros tarifarios de julio y octubre de 2005 para reflejar el último escalón del incremento de gas para los sectores industriales previsto en el Acuerdo, preventivamente y por aplicación de las garantías previstas en el mismo, la Sociedad ha comunicado a los productores que en tanto ello no ocurra y se perciban de manera efectiva las tarifas que reflejen el nuevo precio, no se reconocerán los incrementos correspondientes en el precio del gas.

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). Adicionalmente la Sociedad reiteró el reclamo al ENARGAS para que emitiera las tarifas que correspondían a partir del 1° de julio de 2005 y las correspondientes al ajuste estacional a partir del 1° de octubre de 2005. Ante el silencio del ENARGAS, la Sociedad le requirió un pronto despacho. Frente a la atipicidad de la situación generada por la no sanción de los cuadros tarifarios en los tiempos y modalidades establecidos en las normas vigentes, la Sociedad no puede prever de qué modo, en qué plazos y con qué alcances se expedirán las autoridades.

En función de las cantidades programadas en los acuerdos, los compromisos mínimos ascienden a aproximadamente 189,50 millones de metros cúbicos por el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2006 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 US\$ 1,86 millones y US\$ 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 91,57 millones entre el 1° de enero de 2006 y el 31 de mayo de 2015 (Nota 3), distribuidos en distintos periodos medidos en años de la siguiente manera:

2006	2007 a 2010	2011 a 2013	2014	2015	Total Del Periodo
(EN MILLONES DE \$ -Nota 3-)					
16,40	65,61	5,14	2,76	1,66	91,57

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.

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. Como consecuencia de las inconsistencias entre las bases del CA01 y decisiones posteriores de las autoridades en la materia, la Sociedad presentó recursos administrativos respecto de las reasignaciones del CA01 efectuadas por las autoridades, reclamando su derecho prioritario para la asignación de capacidad destinada a sus clientes firmes.

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 ese sentido, luego le fue solicitado a la Sociedad que requiriera financiamiento para asignarlo al fideicomiso, por lo cual se hizo llegar a las instituciones financieras, las solicitudes y la información necesaria para obtener el financiamiento que, en todos los casos, tendrá como destinatario y garante de dichos fondos al Fideicomiso organizado por la SE a través de Nación Fideicomisos S.A.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

Debido a lo costoso de la expansión en relación con ampliaciones anteriores, el ENARGAS mediante Nota N° 1989/2005 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. Por lo tanto, los sistemas de transporte y distribución contribuirán al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución, sólo como agente de percepción por cuenta del Fideicomiso.

En principio la disponibilidad de la capacidad asignada fue estimada para alguna fecha entre el 1° de junio de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, pero a la fecha son prácticamente nulas las expectativas respecto de la ampliación de la capacidad del Gasoducto Centro Oeste en el corto plazo, ya que aún no fue completada la estructuración financiera del mismo.

En el mes de setiembre de 2005, y con motivo de las gestiones encaminadas por las provincias de Mendoza y San Juan a los efectos de obtener alternativas de financiamiento para la concreción de la ampliación parcial del tramo de gasoducto Beazley-La Dormida, la Sociedad solicitó a T.G.N. S.A. la postergación del cierre del CA01.

En los últimos días de febrero de 2005 la Sociedad recibió la Nota N° 1220/2005 del ENARGAS, que conjuntamente con la Resolución emitida por ese mismo ente N° 3140/2005, del 22 de febrero de 2005, establecen una nueva instancia en relación con la capacidad asignada, confirmando la titularidad por parte de la Sociedad, indicando el modo de prorrateo a los usuarios “validados” y estableciendo ciertos mecanismos mediante los cuales debe llegarse a acuerdos para ceder dicha capacidad al Productor que financia (si lo hubiera) o procurar financiamiento alternativo. En caso de no lograr resultados en alguna de estas variantes en un plazo perentorio, la Licenciataria debe ceder paso a los usuarios validados para que éstos directamente lleguen a acuerdos con el Productor o financien su parte. La Sociedad solicitó una extensión razonable de los plazos e interesó nuevamente a las instituciones financieras mencionadas sin lograr resultados concretos a la fecha de los presentes Estados Contables.

Como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto PEN N° 1882/04 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, por dos años, para el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 15 de setiembre, encontrándose operativo este servicio a partir de junio de 2005. El

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

costo del mismo es el correspondiente al transporte incluyendo el cargo fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado. En cuanto al gas que debía proveerse bajo este esquema, al no contar YPF S.A. con disponibilidades excedentes, la Sociedad debe obtenerlo mediante los mecanismos de redireccionamiento o directamente por aportes de los clientes industriales.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se benefician 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 destinado al repago de las inversiones en la expansión de los sistemas de transporte organizados 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.

Adicionalmente el Gobierno Nacional e YPF S.A. analizarán otras alternativas de abastecimiento que puedan utilizarse.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1565/04, N° 1521/05 y N° 1618/05) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una 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. Ante la falta de respuesta por parte del ENARGAS se le requirió un pronto despacho, cuyo plazo también ha vencido, siendo incierta la decisión que finalmente se adoptará.

A finales del mes de setiembre 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 Ofertas Irrevocables ("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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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). En la OI de Prioridad 1 la Sociedad incluyó un párrafo similar al contenido en el modelo de OI que establece las condiciones para el lapso comprendido entre el final de su Licencia y eventual prórroga y el plazo de 35 años indicados en la OI.

El total de ofertas recibidas por T.G.N. S.A. superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar es de sólo 10 MMm³/día). De acuerdo a las prioridades definidas en las bases y de ratificarse la validez de las OI presentadas por todos los participantes, esta expansión sólo podría satisfacer a la Prioridad 1 (distribuidoras y subdistribuidores) y a la Prioridad 2 (generación de energía eléctrica), resultando excluidas todas las demandas de sectores industriales y GNC. La probabilidad de que se amplíen los 10 MMm³/día previstos por T.G.N. S.A. es incierta debido a las dificultades en la obtención de financiamiento evidenciadas en el CA01, con lo que es de prever que la capacidad efectiva que se asigne y/o construya en favor de la Sociedad sea inferior a la solicitada.

Dado que a la fecha de presentación de la OI para el CA02, el ENARGAS aún no había resuelto los cuestionamientos a las asignaciones del CA01, la Sociedad manifestó a T.G.N. S.A. y al ENARGAS que las cantidades definitivas de la OI bajo Prioridad 1 estaba subordinada a la resolución del CA01.

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.

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 un plazo de 20 años, por el cual se compromete a transportar gas a las instalaciones de la misma. El compromiso mínimo de CTM asciende a aproximadamente U\$S 39,01 millones entre el 1° de enero de 2006 y el 9 de abril de 2018 (Nota 3).

A los efectos de asegurarse el cumplimiento de las principales obligaciones emergentes del acuerdo, la Sociedad requirió a CTM la constitución de garantías suficientes renovables por periodos consecutivos de un año, que sujetos al cumplimiento de determinados hitos, se extenderán durante los primeros años del plazo total del acuerdo.

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. El plazo de este contrato es de 20 años a partir del 10 de abril de 1998 y el compromiso mínimo desde el 1° de enero de 2006 asciende aproximadamente a U\$S 26,53 millones (Nota 3).

NOTA 12 - MEDIO AMBIENTE

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 y Extraordinaria de Accionistas del 23 de abril de 2004 aprobó el pago de la distribución de dividendos en efectivo por 35.000, como distribución parcial de los resultados no asignados luego de la constitución de la respectiva reserva legal.

Con fechas 17 y 19 de mayo de 2004 se efectivizó el pago de los dividendos aprobados en dicha asamblea.

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.

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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 liquidar 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° 1318/04 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.

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 Corte Suprema de Justicia de la Nación ("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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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.

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° 2113/02 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° 2113/02, 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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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 provisionado.

- 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.

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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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 Autoridad.

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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

(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	-	-	-	351
Edificios y construcciones civiles	1.149	5	-	-	1.154
Instalaciones de edificios	5.923	96	-	-	6.019
Gasoductos	180.472	870	-	-	181.342
Ramales de alta presión	115.363	1	-	-	115.364
Conductos y redes de media y baja presión	306.498	2.245	56	-	308.799
Estación de regulación y medición de presión	30.148	2.643	15	-	32.806
Plantas compresoras	3.459	-	-	-	3.459
Instalaciones de medición de consumo	55.699	19	2.724	(889)	57.553
Otras instalaciones técnicas	16.770	770	-	-	17.540
Maquinarias, equipos y herramientas	3.906	252	-	-	4.158
Sistemas informáticos y de telecomunicación	30.319	1.524	-	(280)	31.563
Vehículos	3.937	558	-	-	4.495
Muebles y útiles	4.154	40	-	(23)	4.171
Materiales	1.423	4.150	(2.795)	(550)	2.228
Line pack	171	-	-	-	171
Obras en curso	-	152	-	-	152
Anticipos a proveedores de bienes de uso	3	52	-	(3)	52
TOTAL AL 31/12/05	759.745	13.377	-	(1.745)	771.377
TOTAL AL 31/12/04	747.130	14.782	-	(2.167)	759.745

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

EVOLUCION DE LOS BIENES DE USO

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

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

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES				ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	NETO RESULTANTE
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO			
			ALICUOTA %	MONTO		
Terrenos	-	-	-	-	-	351
Edificios y construcciones civiles	251	-	2	23	274	880
Instalaciones de edificios	1.148	-	2 a 20	140	1.288	4.731
Gasoductos	40.758	-	2 a 100	4.016	44.774	136.568
Ramales de alta presión	34.484	-	2 a 100	2.940	37.424	77.940
Conductos y redes de media y baja presión	77.257	-	2 a 100	7.045	84.302	224.497
Estación de regulación y medición de presión	10.268	-	33 a 100	1.216	11.484	21.322
Plantas compresoras	822	-	33 a 100	115	937	2.522
Instalaciones de medición de consumo	18.630	(436)	33 a 100	2.464	20.658	36.895
Otras instalaciones técnicas	7.006	-	2 a 100	839	7.845	9.695
Maquinarias, equipos y herramientas	2.114	-	10	205	2.319	1.839
Sistemas informáticos y de telecomunicación	20.818	(274)	10 a 33	2.413	22.957	8.606
Vehículos	2.607	-	20 a 100	338	2.945	1.550
Muebles y útiles	3.754	(14)	5 a 100	110	3.850	321
Materiales	-	-	-	-	-	2.228
Line pack	-	-	-	-	-	171
Obras en curso	-	-	-	-	-	152
Anticipos a proveedores de bienes de uso	-	-	-	-	-	52
TOTAL AL 31/12/05	219.917	(724)	-	21.864	241.057	530.320
TOTAL AL 31/12/04	199.292	(1.019)	-	21.644	219.917	539.828

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

EVOLUCION DE LOS ACTIVOS INTANGIBLES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE	
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS Y DISMINUCIONES	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO			ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO
					ALICUOTA %	MONTO		
Gastos de organización y otros	8.857	2	8.859	8.843	20	5	8.848	11
TOTAL AL 31/12/05	8.857	2	8.859	8.843	-	5	8.848	11
TOTAL AL 31/12/04	8.889	(32)	8.857	8.837	-	6	8.843	14

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004
INVERSIONES EN ACCIONES, TITULOS EMITIDOS EN SERIE Y PARTICIPACION
EN OTRAS SOCIEDADES

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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	31/12/05	31/12/04
INVERSIONES CORRIENTES		
Títulos Públicos - Bono Patriótico 2004	-	900
Títulos Públicos - Bono Par	489	-
Títulos Públicos - Bono Descuento	77	-
Títulos Públicos - Títulos vinculados al PBI	57	-
Previsión Desvalorización Títulos Públicos (Anexo E)	-	(549)
TOTAL CORRIENTES	623	351
TOTAL	623	351

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006
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 2005 Y 2004

OTRAS INVERSIONES

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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO	
	31/12/05	31/12/04
INVERSIONES CORRIENTES		
En moneda nacional		
Depósitos a plazo fijo	18.421	18.237
Fondos comunes de inversión	15	15
En moneda extranjera		
Depósitos a plazo fijo	9.105	-
TOTAL CORRIENTES	27.541	18.252
TOTAL	27.541	18.252

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

EVOLUCION DE LAS PREVISIONES

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

(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	7.241	1.983	(340)	8.884
- Para otros créditos de cobro	160	99	-	259
- Para desvalorización de Títulos Públicos	549	-	(549)	-
TOTAL AL 31/12/05	7.950	⁽¹⁾ 2.082	(889)	9.143
TOTAL AL 31/12/04	7.376	574	-	7.950
INCLUIDAS EN EL PASIVO CORRIENTE				
- Para juicios y contingencias	6.925	761	(2.447)	5.239
TOTAL AL 31/12/05	6.925	⁽²⁾ 761	⁽³⁾ (2.447)	5.239
TOTAL AL 31/12/04	7.285	693	(1.053)	6.925

(1) Imputados a Deudores incobrables del Anexo H.

(2) Incluye 87 imputados a Caja y Bancos correspondientes al recupero de depósitos judiciales pagados en el ejercicio anterior, asimismo incluyen 5 imputados a Bienes de Uso correspondientes a la compra de un terreno.

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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

COSTO DE VENTAS

Por los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

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

	<u>2005</u>	<u>2004</u>
Existencia de gas al inicio del ejercicio	-	24
Existencia de materiales al inicio del ejercicio	566	421
Compras de gas	89.471	80.365
Compras de materiales	371	498
Transporte de gas	20.663	19.814
Gastos de distribución (Anexo H)	32.543	31.271
Existencia de gas al cierre del ejercicio	-	-
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio	(595)	(566)
Costo de ventas	<u>143.019</u>	<u>131.827</u>

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

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

CUENTA PRINCIPAL	2005			2004
	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	2.992	2	8.773
Inversiones				
Depósitos a plazo fijo	US\$ 3.043	2.992	9.105	-
TOTAL DEL ACTIVO CORRIENTE	-	-	9.107	8.773
TOTAL DEL ACTIVO	-	-	9.107	8.773
PASIVO				
PASIVO CORRIENTE				
Cuentas a pagar				
Partes relacionadas	EURO 109	3.587	391	338
TOTAL DEL PASIVO CORRIENTE	-	-	391	338
TOTAL DEL PASIVO	-	-	391	338
POSICION NETA - ACTIVO (PASIVO)	-	-	8.716	8.435

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005 Y 2004

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 2005 y 2004.

(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 31/12/05	TOTAL 31/12/04
Remuneraciones y cargas sociales	4.464	5.527	5.177	-	203	15.371	12.986
Honorarios directores y síndicos	-	195	-	-	-	195	192
Honorarios por servicios profesionales	261	659	238	-	-	1.158	885
Honorarios por asesoramiento del operador técnico	-	-	-	-	-	-	292
Juicios y contingencias	-	669	-	-	-	669	693
Gastos de facturación y cobranzas	124	-	3.375	-	-	3.499	2.929
Alquileres varios	25	63	294	-	-	382	335
Primas de seguros	574	28	46	-	-	648	649
Viajes y estadías	152	236	79	-	-	467	460
Gastos de correos y telecomunicaciones	43	228	179	-	-	450	446
Depreciación de bienes de uso	21.596	60	208	-	-	21.864	21.644
Amortización de bienes intangibles	2	1	2	-	-	5	6
Mantenimiento y reparación de bienes de uso	3.878	239	398	-	-	4.515	4.097
Impuestos, tasas y contribuciones	60	935	434	-	-	1.429	1.128
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	5.614	-	-	5.614	5.126
Tasa ENARGAS	195	190	190	-	-	575	473
Deudores incobrables	-	-	2.082	-	-	2.082	25
Publicidad y propaganda	-	197	14	-	-	211	223
Limpieza y vigilancia	385	193	471	-	-	1.049	987
Gastos y comisiones bancarias	-	141	-	-	-	141	132
Intereses operaciones comerciales	-	-	-	399	-	399	38
Intereses y otros resultados financieros	-	-	-	3	-	3	193
Diferencias de cotización	-	-	-	(51)	-	(51)	232
Servicios y suministros de terceros	253	224	925	-	-	1.402	1.122
Convenios de atención comercial y técnica	18	-	26	-	-	44	30
Gastos diversos	513	254	366	-	-	1.133	1.789
TOTAL AL 31/12/05	32.543	10.039	20.118	351	203	63.254	-
TOTAL AL 31/12/04	31.271	8.691	16.312	463	375	-	57.112

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 2005.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1° de enero de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2005:

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 403.972 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:

- Se incrementó el sistema de distribución en 386.679 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 12.072 nuevos servicios, con un crecimiento neto 17.527 clientes, que representa aproximadamente el 4,5% con respecto al cierre del ejercicio anterior. Comparativamente, la expansión del sistema en 2005 estuvo aproximadamente un 4,1% por encima de la registrada en 2004. La extensión total del sistema al finalizar el año 2005 alcanza los 9.847 kms.
- Se inició la ejecución del programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2005, por el cual se relevaron aproximadamente 2.380 kms. de redes en zonas de alta densidad habitacional y 1.723 kms. en zonas de baja densidad habitacional.
- Se comenzaron los recorridos anuales referidos al control programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 510 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 137 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución. En el marco de la Resolución ENARGAS N° 3164/2005, 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; obras de ampliación de las plantas de regulación Libertador en San Juan, La Rotonda y Luján en Mendoza, y La Punta en San Luis; trabajos de adecuación de cruces aluvionales; adquisición de nuevos medidores industriales, unidades correctoras de caudales y actuadores neumáticos para válvulas; inicio de obras de construcción de ramales de alimentación en San Juan y San Rafael; adquisición de equipos de detección de gas y de fallas de cobertura; trabajos sobre protección catódica; adquisición de vehículos; 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.
- 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.

(*) La información contenida en los puntos 2 a 5 de la presente Reseña Informativa por el ejercicio cerrado al 31/12/01, no incorpora retroactivamente los cambios surgidos a partir de la vigencia de las nuevas normas contables conforme lo expuesto en la Nota 4 a los Estados Contables al 31/12/05. Adicionalmente, toda la información comparada no considera los efectos de las variaciones en el poder adquisitivo de la moneda originados a partir del 01/03/03 y hasta el 30/09/03. Respecto de la información comparativa al 31/12/04 ver Nota 4 g) a los Estados Contables al 31/12/05.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

- Se realizaron más de 1.600 anteproyectos de suministros para nuevas redes, que involucran a aproximadamente 59.000 frentistas. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron casi 100.000 llamadas con un 94% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se iniciaron más de 4.300 procedimientos preventivos para la detección de conexiones irregulares y de probables ilícitos. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de casi 2.300.000 facturas.
- Con fecha 21/10/03 el Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) promulgó la Ley N° 25.790 por la cual se dispuso: extender hasta el 31/12/04 el plazo para la renegociación de los contratos dispuesto por la Ley de Emergencia; que tal renegociación podrá abarcar a determinados sectores de servicios públicos o a determinadas contrataciones en particular; 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 N° 25.561; 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. Finalmente, 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. El 15/12/04 el PEN promulgó la Ley N° 25.972 que prorrogó hasta el 31/12/05 el plazo de la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, prorrogando también las disposiciones de la Ley N° 25.790 y normas complementarias. Finalmente, el 22/12/05 se sanciona la Ley N° 26.077 que extiende la prórroga hasta el 31/12/06.
- La imprevista sanción por parte del PEN de los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, de fecha 13/02/04, introduce cambios en la actividad de la Sociedad cuyos efectos, de difícil cuantificación, permanecen en etapa de determinación, al haberse comenzado una secuencia de sucesivas aclaraciones por parte de las autoridades pertinentes a través de una reglamentación que aún mantiene aspectos pendientes respecto de las modificaciones realizadas.

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; y (iv) la introducción de cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.

En lo específico, con el Decreto N° 180/2004 se sustituyen las Condiciones Especiales de ciertas Categorías Tarifarias. Entre ellas, la sustitución más significativa fue la de Otros Usuarios Venta GNC por las categorías Otros Usuarios Venta Firme GNC y Otros Usuarios Venta Interrumpible GNC. La categoría Venta Firme GNC prevé la asignación de una capacidad firme a cada estación, el pago mensual de un Cargo por Reserva de Capacidad y una reducción en la tarifa por m³ por escisión del componente “transporte”. La Venta Interrumpible GNC no prevé Cargo por Reserva y su tarifa por m³ no contiene componente de transporte, pero admite interrupciones y está supeditada a la colocación de un equipo de telemedición y corte remoto que garantice el acatamiento de las instrucciones impartidas al efecto.

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 una segmentación de precios –en principio sólo del gas– a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/05/05, fueron luego rectificadas por el ENARGAS para los segmentos R1, 2 y 3, SGP1 y 2, retrotrayéndolos a los valores correspondientes a octubre de 2004. La Sociedad presentó los recursos y reclamos que en cada caso correspondían.
- La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al MECON y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos en las tarifas de distribución –congeladas desde 1999- tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura.
- El 26/11/03 tuvo lugar la primera reunión conjunta con las distribuidoras de gas convocada por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN). En ella se entregaron a las licenciatarias 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. Sin embargo, el proceso registró períodos de estancamiento. 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 junio 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 entre partes, y 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 Resoluciones Conjuntas N° 388/2005 y N° 790/2005 de fecha 07/07/05, del MECON y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), respectivamente, 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 25/08/05 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 con el Informe de Justificación preparado por la UNIREN respecto a la Carta de Entendimiento propuesta. Con posterioridad a la Audiencia se reanudaron las reuniones y pedidos de información por parte de la UNIREN, sin que aún se pudieran lograr avances significativos que permitieran concretar consensos sobre los términos bajo los cuales podría formalizarse un Acta Acuerdo.

- Se mantuvo la capacidad de transporte contratada para el periodo y adicionalmente, con fecha 04/03/05, se firmó un acuerdo con Transportadora de Gas del Norte S.A. (“TGN SA”) 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.
- En el 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 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 esta 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. Como consecuencia de las inconsistencias entre las bases del CA01 y decisiones posteriores de las autoridades en la materia, la Sociedad presentó recursos administrativos respecto de las reasignaciones del CA01 efectuadas por las autoridades, reclamando su derecho prioritario para la asignación de capacidad destinada a sus clientes firmes.

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 ese sentido, luego le fue solicitado a la Sociedad que requiriera financiamiento para asignarlo al fideicomiso, por lo cual se hizo llegar a instituciones financieras, las solicitudes y la información necesaria para obtener el financiamiento que, en todos los casos, tiene como destinatario y garante de dichos fondos al Fideicomiso organizado por la SE a través de Nación Fideicomisos S.A.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

Debido a lo costoso de la expansión 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 principio la disponibilidad de la capacidad asignada fue estimada para alguna fecha entre el 01/06/05 y el 31/12/05, pero a la fecha son prácticamente nulas las expectativas respecto de la ampliación de la capacidad del Gasoducto Centro Oeste en el corto plazo, ya que aún no fue completada la estructura financiera del mismo.

En el mes de setiembre de 2005, y con motivo de las gestiones encaminadas por las provincias de Mendoza y San Juan a los efectos de obtener alternativas de financiamiento para la concreción de la ampliación parcial del tramo de gasoducto Beazley-La Dormida, la Sociedad solicitó a TGN SA la postergación del cierre del CA01.

En los últimos días de febrero de 2005 la Sociedad recibió del ENARGAS la Nota N° 1220/2005, que conjuntamente con la Resolución N° 3140/2005 del mismo ente, establecen una nueva instancia en relación con la capacidad asignada, confirmando la titularidad por parte de la Sociedad, indicando el modo de prorrateo a los usuarios "validados" y determinando ciertos mecanismos para llegar a acuerdos para ceder dicha capacidad al Productor que la financia (si lo hubiera) o procurar financiamiento alternativo. De no lograr resultados en alguna de estas variantes en un plazo perentorio, la Licenciataria debe ceder paso a los usuarios validados para que éstos directamente lleguen a acuerdos con el Productor o financien su parte. La Sociedad solicitó una extensión razonable de los plazos e interesó nuevamente a las instituciones financieras mencionadas sin lograr resultados concretos a la fecha de la presente.

Como consecuencia de lo establecido en el Anexo V del Decreto del PEN N° 1882/2004 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 una servicio de peaking. Ambos servicios tendrán una duración de dos períodos invernales (2005 y 2006).

En ambos casos el costo final de gas y transporte no será superior al que se hubiese pagado durante el período 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 dos años, para el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 15 de setiembre, encontrándose operativo este servicio a partir de junio de 2005. El costo del mismo es el correspondiente al transporte incluyendo el cargo fiduciario que el ENARGAS hubiese calculado si la expansión del Gasoducto Centro Oeste se hubiese realizado. En cuanto al gas que debía proveerse bajo este esquema, al no contar YPF S.A. con disponibilidades excedentes, la Sociedad debe obtenerlo mediante los mecanismos de redireccionamiento o directamente por aportes de los clientes industriales.

Aún cuando los clientes de la Sociedad no se benefician 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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 capacidad. La Sociedad actúa como agente de percepción de este cargo, por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1565/04, N° 1521/05 y N° 1618/05) 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. Ante la falta de respuesta por parte del ENARGAS se le requirió un pronto despacho, cuyo plazo también ha vencido, siendo incierta la decisión que finalmente se adoptará.

- A finales del mes de setiembre 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 Ofertas Irrevocables ("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). En la OI de Prioridad 1 la Sociedad incluyó un párrafo similar al contenido en el modelo de OI que establece las condiciones para el lapso comprendido entre el final de su Licencia y eventual prórroga y el plazo de 35 años indicados en la OI.

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar es de sólo 10 MMm³/día). De acuerdo a las prioridades definidas en las bases y de ratificarse la validez de las OI presentadas por todos los participantes, esta expansión sólo podría satisfacer a la Prioridad 1 (distribuidoras y subdistribuidores) y a la Prioridad 2 (generación de energía eléctrica), resultando excluidas todas las demandas de sectores industriales y GNC. La probabilidad de que se amplíen los 10 MMm³/día previstos por TGN SA es incierta debido a las dificultades en la obtención de financiamiento evidenciadas en el CA01, con lo que es de prever que la capacidad efectiva que se asigne y/o construya en favor de la Sociedad sea inferior a la solicitada.

Dado que a la fecha de presentación de la OI para el CA02, el ENARGAS aún no había resuelto los cuestionamientos a las asignaciones del CA01, la Sociedad manifestó a TGN SA y al ENARGAS que las cantidades definitivas de la OI bajo Prioridad 1 estaba subordinada a la resolución del CA01.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

- Mediante la Resolución N° 208/2004 del MPFIPyS -publicada el 22/04/04- se 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.

Continúan 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 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. La Sociedad no puede asegurar el resultado de la negociación. En el caso de no resolverse esta situación, se deberá continuar acudiendo a los mecanismos instrumentados por la SE y al ENARGAS que fueron aplicados durante los años 2004 y 2005.

En tanto el ENARGAS no publique los cuadros tarifarios de julio y octubre de 2005 para reflejar el último escalón del incremento de gas para los sectores industriales previsto en el Acuerdo, preventivamente y por aplicación de las garantías previstas en el mismo, la Sociedad ha comunicado a los productores que en tanto ello no ocurra y se perciban de manera efectiva las tarifas que reflejen el nuevo precio, no se reconocerán los incrementos correspondientes en el precio del gas.

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). Adicionalmente la Sociedad reiteró el reclamo al ENARGAS para que emitiera las tarifas que correspondían a partir del 1° de julio y las correspondientes al ajuste estacional a partir del 1° de octubre. Ante el silencio del ENARGAS, la Sociedad le requirió un pronto despacho. Frente a la atipicidad de la situación generada por la no sanción de los cuadros tarifarios en los tiempos y modalidades establecidos en las normas vigentes, la Sociedad no puede prever de qué modo, en qué plazos y con qué alcances se expedirán las autoridades.

- 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 Subsecretaría de Combustibles (“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

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

24/04/04 y el 10/06/04 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 entre el 18/06/05 y el 14/09/05 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 1801/2004 del 10/12/04, se prorrogó con retroactividad al 01/05/04 y también por el plazo de un año dicho acuerdo de abastecimiento. Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565.
- Continuando con las medidas para adecuar los compromisos de venta a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de gas, para el periodo 01/05/05 al 30/04/06 se renovaron los acuerdos a los clientes que tuviesen como vencimiento el 30/04/05, únicamente en la modalidad sólo transporte, siempre que se tratase de Grandes Usuarios.

Se prorrogaron las ofertas a los clientes de transporte (clientes directos que se compran su propio gas) con vigencia hasta el 30/04/06, incrementando el periodo de cesión de capacidad total durante el invierno por hasta 120 días en aquellos días en que deben tener prioridad los servicios ininterrumpibles, incorporando a una ventana de 135 días las cantidades adicionales solicitadas por el cliente por encima de su firme histórico.

Se mantuvo la misma capacidad diaria reservada de 2004 para los acuerdos con clientes de la categoría SGG, sin cláusula de renovación automática, con nominación semanal de consumos excedentes para el nuevo periodo, y una duplicación de las penalidades por consumos no autorizados (igualándolas a la penalidad de los Grandes Usuarios), aplicables al periodo invernal.

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. En consecuencia, la Sociedad ofreció y formalizó acuerdos sólo en las modalidades dispuestas por el ENARGAS.

- 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 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 han presentado 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 cuya vigencia se mantiene a la fecha. En ciertos casos estas medidas precautorias han sido apeladas por la Sociedad, encontrándose aún pendientes de resolución por parte de las Cámaras de Apelaciones respectivas.
- El 08/06/04 se publicó la Resolución N° 606/2004 de la SE por la cual se permite a determinados clientes intercambiar, revender o ceder el servicio brindado por la prestataria de distribución de gas natural por redes en la medida que se trate

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 reserva de capacidad u obligaciones de tomar o pagar u otras equivalentes. La reventa de los servicios quedó habilitada para realizarse en forma total o parcial, aplicable tanto a los servicios completos como de sólo transporte y/o distribución. En tanto sea físicamente posible, las distribuidoras deben brindar como mínimo un servicio de distribución interrumpible.

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 de manera limitada, dado que opera en transacciones spot de gas y se lo utiliza como registro para la publicación de operaciones de reventa de Capacidad Diaria Reservada en el marco de la Resolución SE N° 606/2004.

La SE, a través de la Resolución N° 939/2005 del 04/08/05 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”.

- El 23/05/05 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 01/08/05– 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 01/01/06– al resto de los usuarios SGP3 y a las estaciones de GNC. Estas últimas deberán comprar su gas a través del MEG mediante 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 sería el correspondiente al período 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 obligación de suministro por la Sociedad. Se estima que se podría complicar el abastecimiento al segmento de servicios prioritarios (R, SGP1 y 2) por parte de la Sociedad 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 eventualmente obligará a la Sociedad a abastecerse del MEG o a redireccionar gas de Grandes Usuarios.

Por Resolución SE N° 930/2005 del 26/07/05 el plazo del 01/08/05 se prorrogó hasta el 01/09/05, fecha a partir de la cual tuvo efectiva vigencia. Mediante sucesivas notas, la SE instruyó para que a los usuarios que luego del 01/09/05 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 31/10/05, 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° 2020/2005 publicada el 23/12/05 en 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 le corresponde adquirir el gas en forma directa.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 misma Resolución SE 2020/2005 establece también una prórroga para las estaciones de GNC fijando en el 01/03/06 la fecha a partir de la cual estos usuarios deberán adquirir el gas en forma directa mediante un mecanismo de ofertas irrevocables presentadas en el MEG.

- El 11/04/05 se publicó la Resolución de la SE N° 624/2005 por la cual se restableció desde el 10/04/05 y hasta el 30/09/05 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 15/09/04, la SE dispuso que el PURE no se aplicara entre el 15/09/04 y el 30/04/05.

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 18/07/05, la SE introdujo nuevas modificaciones a la metodología de cálculo de las variaciones del consumo, las que fueron recogidas por la Resolución N° 3245 del ENARGAS, de fecha 20/07/05.

Los importes correspondientes a los cargos adicionales integran un Fondo Fiduciario determinado por el ENARGAS.

- Se llevó a cabo un continuo 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, generando un estado de constantes negociaciones con los proveedores.
- A fines de 2004 se acordó una extensión de la vigencia del convenio colectivo de trabajo con vigencia hasta el 31/08/05, sin modificaciones al cuerpo original. Producto de esa prórroga se otorgó una gratificación extraordinaria por única vez al personal comprendido en el mismo. Con vigencia desde el 01/08/05 hasta el 01/05/06 se firmó un acuerdo con el Sindicato que representa al personal dentro de convenio, por el cual se ajustaron las remuneraciones promedio de dicho personal en aproximadamente un 16% para el segundo semestre de 2005, con un 4% adicional aplicable al primer cuatrimestre de 2006.
- Se mantuvo la aplicación de políticas financieras específicas a los efectos de canalizar adecuadamente el flujo de ingresos de la Sociedad a las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio.
- 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, 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. En los primeros dos meses del año se desarrollaron y finalizaron tareas complementarias a la fase 2 sobre implementación de mejoras de corto plazo, previstas en el proyecto de seguridad tecnológica, al tiempo que se inició la fase 3 sobre medidas de largo plazo. También se desarrollaron las etapas previstas para el ejercicio, relativas a los nuevos sistemas de administración de

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

recursos humanos y de análisis de riesgo de las líneas de distribución y transmisión de gas por redes, dentro del proyecto de integridad de ductos.

- Se llevó a cabo el programa anual de capacitación en el marco de un plan a largo plazo de desarrollo integral de recursos humanos, abarcando aspectos técnicos específicos, de gestión y administración de negocios, y de entrenamiento y aplicación práctica de conocimientos generales y particulares. En el transcurso del año 2005 se insumieron 8.312 horas/hombre de capacitación, con el propósito fundamental de fortalecer el uso de prácticas gestionales de trabajo en equipo, de aplicación de herramientas de management y gestión, para alcanzar la plena integración de todos los niveles de la Sociedad.
- Institucionalmente, se desarrollaron campañas masivas de concientización sobre los riesgos inherentes al monóxido de carbono, de difusión de medidas preventivas respecto de conexiones irregulares y, en conjunto con ADIGAS (Asociación de Distribuidoras de Gas), de divulgación de las medidas para el uso racional del gas natural a través de publicaciones en oficinas de atención al cliente y escuelas. Asimismo, se desarrollaron jornadas de actualización sobre normas técnicas y de prevención del monóxido de carbono para instaladores de gas matriculados.

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

	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02	31/12/01
Activo corriente	66.666	63.199	75.955	64.108	95.761
Activo no corriente	532.179	542.483	551.045	562.209	580.258
Total	598.845	605.682	627.000	626.317	676.019
Pasivo corriente	44.657	40.628	43.542	59.357	118.506
Pasivo no corriente	1.717	1.765	694	703	1.549
Subtotal	46.374	42.393	44.236	60.060	120.055
Patrimonio neto	552.471	563.289	582.764	566.257	555.964
Total	598.845	605.682	627.000	626.317	676.019

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

	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02	31/12/01
Resultado operativo ordinario	32.133	28.035	25.324	28.569	77.388
Resultados financieros y por tenencia	2.730	1.621	7.138	(13.858)	(1.659)
Otros ingresos (egresos) netos	2.992	710	(615)	1.324	(6.387)
Utilidad ordinaria antes del impuesto a las ganancias	37.855	30.366	31.847	16.035	69.342
Impuesto a las ganancias	(17.473)	(14.841)	(15.340)	(4.233)	(26.459)
Utilidad neta	20.382	15.525	16.507	11.802	42.883

4) Datos estadísticos:

	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02	31/12/01
Ingresos por ventas (miles de pesos)	205.309	184.865	167.307	175.415	312.774
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.166,1	2.047,6	1.799,9	1.565,9	1.700,3

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

5) Indices:

	31/12/05	31/12/04	31/12/03	31/12/02	31/12/01
Liquidez	1,49	1,56	1,74	1,08	0,81
Solvencia	11,91	13,29	13,17	9,43	4,63
Endeudamiento	0,08	0,08	0,08	0,11	0,22
Inmovilización del capital	0,89	0,90	0,88	0,90	0,86
Rentabilidad	0,04	0,03	0,03	0,02	0,08

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 31/12/05).

- El resultado neto del ejercicio al 31/12/05 es una ganancia de \$20,4 millones, que representa un aumento de 31% con respecto a la registrada en 2004, que ascendió a \$15,5 millones. Las principales causas de ese resultado están dadas por la mayor ganancia operativa ordinaria como consecuencia de dos factores principales: (i) el aumento de 11,1% de las ventas en pesos con respecto al 31/12/04 (originado conjuntamente por el mayor precio del gas en la tarifa de venta industrial, en la diferente distribución de la venta por segmentos de clientes, y en un incremento del volumen de gas operado debido a particulares condiciones favorables del despacho de gas de aproximadamente 5,8% en 2005 respecto de 2004); y (ii) el incremento neto del costo de ventas y los gastos de comercialización y administración de un 10,4% al 31/12/05 respecto del 31/12/04. La utilidad operativa ordinaria acusa un incremento de 14,6% al 31/12/05 con respecto al 31/12/04, pero lo más relevante ha sido su caída –a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999- de 58,5% (\$45,3 millones) con relación al mismo período de 2001, año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y el proceso inflacionario derivado.

6) Perspectivas:

- Para el primer trimestre del año 2006 se prevé:

- Iniciar los programas técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, a desarrollar íntegramente durante el año, con acento en la continuidad y el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio, que incluyen el mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Continuar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia. Entre otras inversiones, se proseguirá con el desarrollo de las obras de interconexión de cañerías de media y baja presión; la renovación de redes y servicios; la ampliación y construcción de plantas reguladoras de presión; la construcción de nuevos ramales; la adquisición de cañería para nuevas extensiones de gasoductos; trabajos de protección catódica; la adquisición de medidores para nuevos clientes industriales y residenciales; y obras de adecuación de cauces aluvionales.
- Mantener las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda ininterrumpible de la zona. Continuar gestionando ante YPF S.A. y productores que no son actuales proveedores de la Sociedad para conocer las posibilidades y condiciones para el suministro de corto, mediano o largo plazo, o –de corresponder- en la modalidad de Asistencia en Picos, en el marco del nuevo contexto de la Resolución SE N° 752/2005.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

- 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) en el marco de lo previsto en el Art. 16 de la Resolución SE N° 752/2005.
 - 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 pudiese emitir la SE. Se continuará con el cumplimiento de lo que se requiera en el contexto del resultado de los CA01 y CA02 de TGN SA en cuanto a cantidades adicionales, una vez que las mismas sean asignadas, dependiendo de la solución que adopten el ENARGAS y la SE.
 - 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 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 2005, 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.
 - 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 31/12/06.
 - Realizar las presentaciones al ENARGAS que fueran menester respecto del reconocimiento en las tarifas de nuevas variaciones en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
 - Llevar a cabo las nuevas etapas previstas en el proyecto de seguridad informática y de 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. 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.
 - Analizar las diferentes alternativas que ofrecen los mercados financieros internos e internacionales, procurando dar el mejor tratamiento en términos de disponibilidad y riesgo, a los fondos que la gestión pudiera requerir.
 - Iniciar el desarrollo del programa anual de capacitación del personal y cerrar el ciclo de programas institucionales de difusión previstos para el año 2005. Además de la previsión de las habituales campañas de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, se trabajará en forma conjunta con el ENARGAS y ADIGAS en la realización de un plan de comunicación específico.
- **Para el resto del año 2006 se prevé:**
- Continuar el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
 - Desarrollar las tareas programadas para el resto del año 2006 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
6 de febrero de 2006

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.

- Completar el programa 2006 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 continuará con el desarrollo de las obras de renovación de redes y servicios en distintas localidades de las provincias servidas; la interconexión de cañerías de media y baja presión; la adquisición de medidores y unidades correctoras; la ampliación y construcción de plantas reguladoras; la finalización de las obras de adecuación de cauces aluvionales; la adquisición de equipamiento; y la concreción de ampliaciones edilicias.
- Continuar con las acciones tendientes a asegurar el abastecimiento de gas y con el seguimiento de las posibilidades de toma de gas spot y completar el esquema de “unbundling” previsto por la Resolución SE N° 752/2005.
- 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 arrojen los CA01 y CA02 de TGN SA en cuanto a posibilidades reales de ampliación de la misma.
- Analizar las factibilidades técnicas y económicas en respuesta a solicitudes de clientes, definiéndose su aprobación en función de las disponibilidades de gas y transporte.
- Continuar la actualización y también el desarrollo de procedimientos, controles internos y mejoras de procesos, cumpliendo asimismo con las etapas previstas para el desarrollo del nuevo sistema de administración de recursos humanos, la consolidación y mantenimiento del proyecto de seguridad tecnológica, y la actualización de las versiones de aplicaciones administrativa, comerciales y técnicas.
- En el transcurso del primer semestre se establecerán nuevas negociaciones con el Sindicato con vistas a la renovación del actual convenio colectivo con vigencia hasta el 01/05/06.
- 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 y cerrar el resto del programa anual de capacitación del personal que comprende un estimado de 8.000 horas/hombre, como así también, el ciclo de programas institucionales de difusión previstos para el ejercicio.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

**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 1° de enero de 2005 y
finalizado el 31 de diciembre de 2005.**

(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, 6.h y 6.i** 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.

Inventario físico de los bienes de cambio:

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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.

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	748	(1) 1.003 (2) 3.342	1.550
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	134.095 <u>10.000</u> 144.095	9.500 <u>10.000</u> 19.500	303.699
Contratistas y subcontratistas	Responsabilidad civil	-	33	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	500	500	101

- (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.

Véase nuestro informe de fecha
6 de febrero de 2006

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 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
6 de febrero de 2006

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

INFORME DE LOS AUDITORES

A los señores accionistas, Presidente y señores Directores de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

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 2005 y 2004, 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 2005 y 2004, 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. y que la información de la reseña informativa al 31 de diciembre de 2001, no ha sido adecuada a efectos de incluir los ajustes retroactivos de ejercicios anteriores de acuerdo con los lineamientos de las Resoluciones Técnicas N° 16, 17, 18 y 19;
- d) al 31 de diciembre de 2005 la deuda devengada a favor del Sistema Integrado de Jubilaciones y Pensiones que surge de los registros contables ascendía a \$ 384.478 no siendo exigible a dicha fecha.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires, 6 de febrero de 2006.

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 2005 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 6 de Febrero de 2006 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 a 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 2005, 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 2005 y 2004 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 2005 y 2004 adjuntos y al 31 de Diciembre de 2003, 2002 y 2001 (luego de su reexpresión en 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 6 de febrero de 2006 para el ejercicio finalizado el 31 de Diciembre 2005 y 2004 y la firma Pistrelli, Henry Martín y Asociados S.R.L. emitió informes de fechas 21 de Abril de 2004, 6 de Marzo de 2003, y 7 de Marzo de 2002 para los ejercicios finalizados el 31 de Diciembre de 2003, 2002 y 2001 respectivamente, a los cuales nos remitimos y que deben ser leídos con este informe conjuntamente. Dicha información por el período finalizado el 31 de Diciembre de 2001, no fue modificada por la Dirección de la Sociedad para incorporar los ajustes retroactivos de ejercicios anteriores establecidos por las Resoluciones Técnicas 16 a 19 de la F.A.C.P.C.E.
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,
6 de Febrero de 2006

Por Comisión Fiscalizadora

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