



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO 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. | 13 |
| 4 | Bases de presentación de los Estados Contables. | 23 |
| 5 | Criterios de valuación. | 25 |
| 6 | Detalle de los principales rubros de los Estados Contables. | 30 |
| 7 | Apertura por plazos de colocaciones de fondos, créditos y pasivos. | 32 |
| 8 | Estructura de financiamiento. | 33 |
| 9 | Concentración de operaciones. | 34 |
| 10 | Sociedad Controlante. Saldo y operaciones con sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 y partes relacionadas. | 35 |
| 11 | Capital Social. | 36 |
| 12 | Contratos y obligaciones asumidos por la Sociedad. | 38 |
| 13 | Medio Ambiente. | 43 |
| 14 | Restricciones a los resultados a distribuir. | 43 |
| 15 | Contingencias. | 43 |

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



NOTAS A LOS ESTADOS CONTABLES

(cifras expresadas en miles de pesos - Nota 4 -, excepto donde se indique en forma expresa)

NOTA 1 - CONSTITUCION E INICIO DE OPERACIONES

Distribuidora de Gas del Centro 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° 2.454/92 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 Córdoba, Catamarca y La Rioja ("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 diez 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 90% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el Estado Nacional, Gas del Estado S.E. e Inversora de Gas del Centro 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 2.454/92.

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 privatización y están sujetas a las siguientes clases de ajustes de tarifas según lo dispuesto por el Decreto N° 2.454/92, 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;

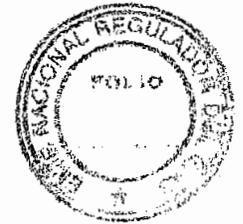
Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



- 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° 1.476 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: 1,4 %), a partir del 1° de julio de 2002. Posteriormente, el Juzgado Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal N° 8 resolvió dejar en suspenso la aplicación de este decreto fundado en una supuesta contradicción entre el ajuste por P.P.I. previsto en la Licencia y la Ley de Convertibilidad. Con fecha 9 de octubre de 2001 la Sala V de la Cámara Federal en lo Contencioso Administrativo confirmó la medida cautelar dictada en primera instancia sin dictaminar sobre el fondo de la cuestión.

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.

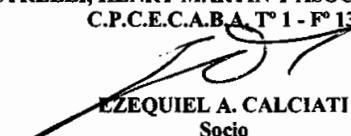
Los ajustes de tarifas que surgen como consecuencia de la variación en el precio de compra del gas deben producirse dos veces al año, antes de la temporada invernal y estival.

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 PEN N° 1.738/92 establece que las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas a las distribuidoras bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se determine en la correspondiente habilitación.

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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° 462, 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 4,7% 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 11% del margen de distribución aplicable a las categorías residencial, general "P" y estaciones de Gas Natural Comprimido ("GNC"), en compensación de inversiones en el sistema que efectúa la Sociedad de acuerdo a la Resolución del ENARGAS N° 535 del 30 de octubre de 1997. En este marco, por la Resolución N° 2.336 del 11 de julio de 2001, el ENARGAS aprobó el factor de inversión que se aplica a partir del segundo semestre de 2001, el cual significa un incremento acumulado de aproximadamente el 11% sobre el margen de distribución.

La Sociedad solicitó oportunamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía de la Nación ("MECON") y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas -congeladas desde 1999- tendientes a revertir los impactos negativos de la coyuntura, ya que no sólo se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I., el factor "K" y el costo promedio de transporte, suspendiéndose el proceso de 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 corresponden.

c) Licencia de distribución

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

- 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 del Centro S.A. ni otorgar garantías reales o de otro tipo a favor de acreedores de Inversora de Gas del Centro S.A. por ninguna causa a que se debieran tales deudas o acreencias; así como tampoco otorgar créditos a Inversora de Gas del Centro 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.

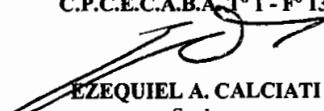
Según la Licencia, es obligación del Otorgante (el Estado Nacional) "permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas" en los términos definidos en la Licencia. Entre las obligaciones y/o garantías asumidas por el Otorgante pueden señalarse las siguientes: (i) las tarifas deben calcularse en dólares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

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° 2.454/1992. Dicho programa comprendió inversiones anuales

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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, implican la realización de significativas obras que abarcan importantes áreas de las tres provincias que integran el territorio licenciado. El monto total de inversiones establecido para el quinquenio es de aproximadamente U\$S 36,9 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, sub-arrendarlos o darlos en comodato, ni afectarlos a otros destinos que la prestación del servicio licenciado, sin la previa autorización del ENARGAS, excepto las ampliaciones y mejoras que la Sociedad incorpore a la red de distribución después de la toma de posesión, que se podrán gravar para garantizar créditos a más de un año de plazo tomados para financiar nuevas ampliaciones y mejoras del servicio licenciado.

f) Contrato de Asistencia Técnica

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

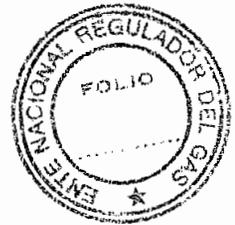

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



- (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 CAT 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 23 de julio de 2004 el ENARGAS, considerando los antecedentes disponibles, la normativa vigente y la idoneidad de esta Sociedad, informó a la misma que no tenía observaciones que realizar a la pretensión 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.

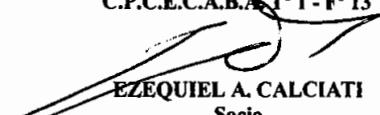
Desde comienzos de diciembre de 2001, las autoridades nacionales implementaron diversas medidas de carácter monetario y de control de cambios que comprendían principalmente la restricción a la libre disponibilidad de los fondos depositados en las entidades bancarias y la imposibilidad de realizar transferencias 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.

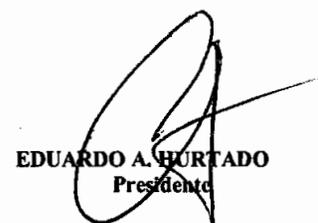
La Ley de Emergencia faculta al PEN, entre otros aspectos, a sancionar medidas adicionales de carácter monetario, financiero y cambiario conducentes a superar la crisis económica en el mediano plazo. También contiene disposiciones referidas a los contratos regidos por normas de derecho público. En tal 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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

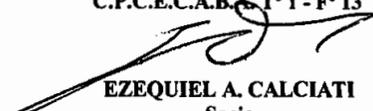
A su vez el PEN promulgó la Ley N° 25.790 por la cual se dispuso extender hasta el 31 de diciembre de 2004 el plazo para la renegociación de los contratos dispuesto por la Ley de Emergencia; que el PEN pueda tomar decisiones sin los límites que imponen los Marcos Regulatorios respectivos; que las facultades de los Entes Regulatorios en materia de revisiones contractuales, ajustes y adecuaciones tarifarias previstas en los Marcos Regulatorios respectivos, puedan ejercerse en tanto resulten compatibles con el proceso de renegociación conforme lo dispuesto por la Ley de Emergencia; que los acuerdos de renegociación puedan abarcar aspectos parciales de los contratos de concesión o licencias, contemplar fórmulas de adecuación contractual o enmiendas transitorias del contrato, incluyendo la posibilidad de revisiones periódicas pautadas y variar los parámetros de calidad del servicio; y que el PEN remita las propuestas de los acuerdos de renegociación al Congreso de la Nación, quien dispondrá de un plazo de 60 días corridos para aprobar o rechazar el acuerdo, estableciéndose que si hubiere rechazo el PEN reanude el proceso de renegociación del contrato respectivo. 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, y 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 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 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 23 de agosto de 2005 conforme a lo establecido mediante la Disposición UNIREN N° 21/2005, 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



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– 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 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, confiando 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.

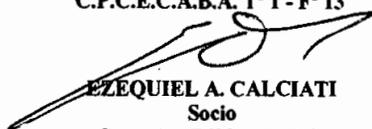
Con fecha 13 de febrero de 2004, el PEN sancionó los Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004, que introducen cambios en la actividad de la Sociedad cuyos efectos, de difícil cuantificación, permanecen en etapa de determinación, al haberse comenzado una secuencia de sucesivas aclaraciones por parte de las 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



Al igual que en otras jurisdicciones, determinadas estaciones de carga de GNC que operan en la provincia de Córdoba 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 Bell Ville, Córdoba N° 2 y Río Cuarto 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.

En el mes de marzo de 2005 la Sociedad efectuó una presentación ante los juzgados citados para informarles de las condiciones de suministro esperables para el periodo invernal que inició el 1° de mayo de 2005, la necesidad de la Distribuidora de garantizar los servicios prioritarios ante posibles escenarios de escasez y un esquema de limitaciones a servicios no prioritarios que minimice el impacto social y otorgue un marco de previsibilidad a los involucrados. Como resultado de ello, el Juzgado Federal N° 2 de Córdoba dispuso con fecha 20 de abril de 2005 dejar sin efecto la medida cautelar ordenada oportunamente. En virtud de que tal decisión ha sido apelada por la actora, se encuentra a resolución de la Cámara Federal la confirmación o no de la revocación de la medida. En consecuencia, en las tres jurisdicciones mencionadas se mantiene a la fecha de emisión de los presentes Estados Contables la vigencia de las medidas cautelares.

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.

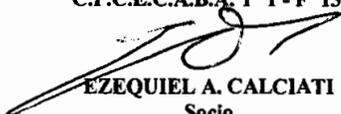
También se obliga a la SE, entre otras cosas, a implementar los ajustes de precios que formen parte del esquema de normalización de precios de manera efectiva y oportuna, de modo tal de permitir a los productores de gas cobrar dichos precios de las firmas prestadoras del servicio de distribución de gas 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.

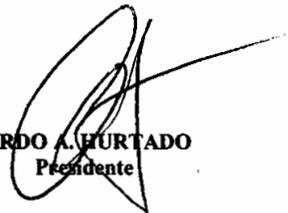
La SE, mediante la Resolución N° 657/2004, publicada el 15 de junio de 2004, modificó el Anexo V del Decreto N° 180/2004, en su sección "Mecanismos de Corte, Introducción", con la finalidad de evitar restricciones o interrupciones a los servicios firmes provistos por las prestatarias de servicios de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

Mediante Resolución SE N° 659/2004 publicada el 18 de junio de 2004, se aprobó el Programa Complementario de Abastecimiento al Mercado Interno de Gas Natural (el "Programa"), con vigencia a partir del 23 de junio de 2004, sustituyendo al Programa de Racionalización de Exportaciones de Gas y Uso de la Capacidad de Transporte, establecido por la Disposición N° 27/2004 de la Subsecretaría de Combustibles ("SSC"). Se dispone sobre

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

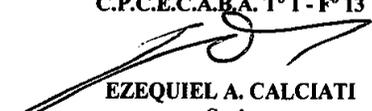
prioridades, inyecciones adicionales y valorización de gas, el circuito de información y las alternativas y flexibilidad del Programa. El mismo resultará de aplicación mientras la inyección de gas natural por Cuenca sea inferior a la demanda de: (i) los usuarios contemplados en el Art. 31 del Decreto 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 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.

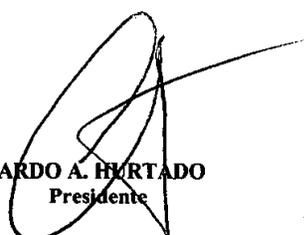
En línea con las disposiciones emitidas por la SE en virtud de la situación energética imperante y haciendo uso de lo establecido en el Art. 31 del Decreto N° 180/2004 –por el cual el Secretario de Energía podrá tomar medidas para evitar situaciones de emergencia– esa Secretaría emitió con fecha 3 de 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 y el 20 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 tarifas 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 16 de junio de 2005 y el 22 de julio de 2005 continúan con saldos no autorizados pendientes de convalidación por parte de la SE. Ante la ausencia de información del ENARGAS, la Sociedad procedió a registrar la compra de gas bajo esta modalidad, impaga al cierre del ejercicio, a los precios de cuenca.

El MEG, instituido por el Decreto N° 180/2004, cuyo operador es la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y que está dirigido a posibilitar transacciones de compraventa de gas natural entre diversos actores de la industria, 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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

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

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

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 dispusieren 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO 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, SGPI 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.

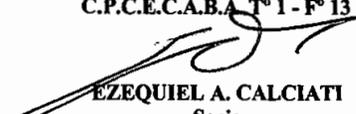
Las distribuidoras podrán solicitar inyecciones de gas natural adicional, para todos aquellos usuarios a los cuales, en cada momento, debe abastecer con contratos de compra de gas en el PIST, acorde a esta Resolución y en el resto de la normativa aplicable.

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 debiera recibir 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.").

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 1 - Fº 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. Tº 163 - Fº 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 SE, 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 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. N° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. MURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 8,12 millones y a U\$S 3,74 millones, por los ejercicios 2001 y 2000, respectivamente.

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.

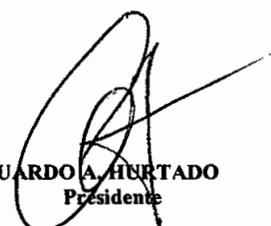
- **RQT II.** Como consecuencia de la sanción de la Ley de Emergencia el ENARGAS, con fecha 8 de febrero de 2002 dispuso la suspensión de los plazos del procedimiento correspondiente a la segunda revisión quinquenal de tarifas que se venía llevando a cabo, hasta tanto se cuente con el resultado del proceso 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 12), (ii) ha venido cancelando

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

las facturas por consumos de gas abonando los importes respectivos en pesos a la paridad dispuesta en el Decreto N° 214/2002 y los productores han venido recibiendo dichos pagos formulando reservas por tal temperamento. La normativa propone la intervención de la Justicia para el supuesto en que no se logren acuerdos satisfactorios entre las partes. En ocasión del ajuste tarifario para el periodo invernal 2002, el ENARGAS en Nota ENRG N° 1.645 del 26 de abril de 2002, señaló que "los contratos entre productores y distribuidores fueron alcanzados por la Ley de Emergencia y reglamentaciones complementarias, pero los productores desconocen dichas normas y pretenden cobrar las tarifas en dólares" y por lo tanto "deviene esencial que las autoridades sectoriales acuerden pautas mínimas con los productores -sector desregulado- acerca de la evolución del precio del gas durante el presente periodo invernal, a fin de minimizar el impacto en los usuarios finales de las medidas adoptadas recientemente por el Estado Nacional". En el marco del Acuerdo se suspenden durante su vigencia todos los procesos y reclamos de los productores contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas.

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

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

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

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

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° I - F° II

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 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 contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, excepto por la discontinuación a partir del 1° de marzo de 2003 del método de ajuste por inflación, según se describe en el ítem a) de la presente nota.

En agosto de 2005, el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires ("CPCECABA") aprobó la Resolución CD N° 93/2005, por medio de la cual incorpora una serie de cambios en sus normas contables profesionales, producto del acuerdo celebrado con la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas para la unificación de las normas contables profesionales en el país. Dicha Resolución tiene vigencia general en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires para ejercicios iniciados a partir del 1° de enero de 2006.

a) Reexpresión en moneda homogénea

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 PEN y la Resolución General N° 4/2003 de la Inspección General de Justicia ("IGJ"), 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 9.894 y 10.296 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 15

EZEQUIEL A. CALCIATI

Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



implementado transacciones que puedan generar riesgos de pérdida futura no registrada en los Estados Contables asociados a tales instrumentos financieros.

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

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

La información sobre concentración de operaciones se incluye en la Nota 9.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:

| | <u>2005</u> | <u>2004</u> |
|---|----------------------|----------------------|
| Caja y bancos | 6.029 | 32.660 |
| Inversiones | 32.089 | 12.734 |
| Inversiones no consideradas fondos | (636) | (361) |
| Efectivo y equivalente de efectivo al cierre del ejercicio | <u>37.482</u> | <u>45.033</u> |

d) Criterio de reconocimiento de ingresos

Los ingresos por ventas son reconocidos en el momento en que el servicio es prestado a los clientes. Los ingresos por ventas 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

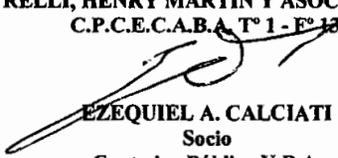
Con fecha 24 de abril y 19 de setiembre de 2000, el ENARGAS emitió las Resoluciones N° 1660 y 1903, respectivamente, en las cuales se detalla el plan de cuentas y ciertos criterios de valuación y exposición que deben ser considerados a los fines regulatorios.

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 (160.457.190 acciones ordinarias de valor nominal \$1 y con derecho a un voto por acción). La utilidad neta por acción "básica" se calculó considerando el resultado por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2005 y 2004, los que fueron de 31.285 y 20.989 respectivamente, sobre la base de la cantidad

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

de acciones ordinarias indicadas más 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

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 CD N° 87/2003 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

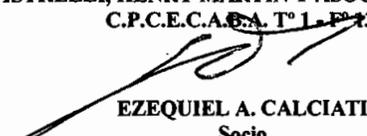
En el caso de los créditos por convenios a recuperar cedidos por Gas del Estado S.E., surgen de convenios celebrados por este último con provincias, municipios y otras entidades, y fueron cedidos a la Sociedad a través del CT. Las correspondientes acreencias son recuperables mediante su facturación a 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 valuadas a su valor nominal.

c) Préstamos

Se valuaron de acuerdo a la suma de dinero recibida, neto de los costos de transacción, más los resultados financieros devengados en base a la tasa explícita de cada operación. En el caso de las 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 73


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



d) Inversiones

- (i) **Certificados de depósito a plazo fijo en moneda nacional:** al valor descontado de los flujos de fondos que originarán los mismos utilizando las 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.

(iii) Títulos Privados:

- **Obligaciones Negociables:** a su valor nominal más los intereses devengados al cierre del ejercicio. Estas obligaciones negociables, nominativas, no endosables y no convertibles en acciones, fueron emitidas por Geogallos Hnos. S.A.I.C.A. como primera serie. El capital devenga una tasa de interés anual igual a la tasa LIBO, a 360 días, sobre cada cuota, calculada a los 3 días hábiles anteriores a la fecha del pago periódico. Dicha serie venció y fue cancelada el 31 de enero de 2005. El detalle respectivo se expone en el Anexo C.

(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 septiembre 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 Oportivo del Estado Nacional (BODEN) 2013:** a su valor estimado de recupero, el que incluye los intereses devengados al cierre del ejercicio, convertido al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

La diferencia de cambio resultante se imputó al resultado del ejercicio. El detalle respectivo se expone en el Anexo C y G.

- **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.

e) 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.

f) 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

pagado (US\$ 145.000.000) por el paquete mayoritario licitado (90% del capital social). Este precio también sirvió de base para determinar el valor del 10% restante del capital accionario. Al total del capital así calculado (US\$ 161.111.111), se le adicionó el importe de la deuda inicial asumida a través del CT con el Tesoro Nacional (US\$ 30 millones), para determinar el valor de los bienes de uso (US\$ 191.111.111) dado que Gas del Estado S.E. no suministró a la Sociedad el costo histórico ajustado de dichos bienes. Estos importes fueron convertidos al tipo de cambio vigente a la fecha de la firma del CT para expresarlos en moneda local de curso legal (pesos). 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.

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 evaluación 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).

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 704 y 609 respectivamente.

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

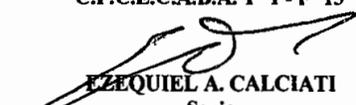
La evolución de los bienes de uso se expone en el Anexo A.

g) 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.

- Concesiones de redes: estos activos surgen de convenios celebrados con terceros por los cuales ceden a la Sociedad el uso de los sistemas de distribución construidos por ellos, cuya explotación, operación y mantenimiento queda a cargo de la Sociedad por un plazo preestablecido. Se valuaron a su costo de

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

adquisición determinado como contrapartida de una provisión por el gas bonificable a los clientes susceptibles de incorporación, en los plazos y condiciones pactadas. El costo de adquisición así determinado fue 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 igual al plazo de duración de la concesión.

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

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

h) 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 resultado contable y el impositivo y su posterior imputación a los resultados de los ejercicios en los cuales se produce la reversión de las misma, considerando asimismo la posibilidad de aprovechamiento de los quebrantos impositivos en el futuro. Al 31 diciembre de 2005 y 2004, el crédito resultante del impuesto diferido ascendió a 6.516 y 7.609, respectivamente, y su composición fue la siguiente:

| | 2005 | 2004 |
|---|--------------|--------------|
| Inversiones | 2 | 190 |
| Créditos por ventas | 1.166 | 1.257 |
| Diferencias de cambio no computables impositivamente | 1.084 | 2.168 |
| Amortizaciones de bienes de uso y activos intangibles | (619) | (837) |
| Previsiones | 4.750 | 4.626 |
| Bienes de cambio | 24 | 24 |
| Otros pasivos | 109 | 181 |
| Total | 6.516 | 7.609 |

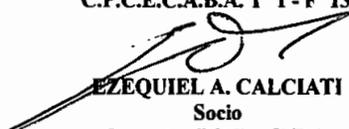
El efecto del impuesto diferido imputado a los resultados de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004 ascendió a 1.093 y 3.572 pérdida, respectivamente.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 21.141 y 16.152 respectivamente.

El saldo del impuesto a las ganancias a pagar, conforme normas impositivas, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 8.685 y 12.207 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:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



| | <u>2005</u> | <u>2004</u> |
|--|-----------------|-----------------|
| Impuesto a las ganancias calculado a la tasa legal (35%) sobre el resultado antes de impuestos | (18.732) | (14.250) |
| Diferencias permanentes: | | |
| Reexpresión a moneda constante de activos no monetarios | (3.452) | (3.634) |
| Otras | (50) | (1.840) |
| Impuesto registrado | <u>(22.234)</u> | <u>(19.724)</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.
- (iii) **Impuesto al valor agregado:** las posiciones netas a pagar ascienden a 2.166 y 2.277 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 1,94% y el 2,56% de las mismas en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre 2005 y 2004, respectivamente.

i) 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.

- (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 previsiones se expone en el Anexo E.

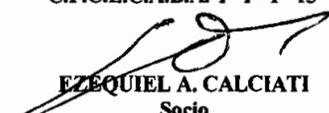
j) Obligaciones "Take or Pay"

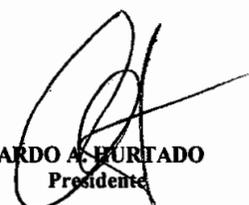
La Sociedad reconoce las pérdidas por sus obligaciones "Take or Pay" cuando dichos compromisos se estiman probables. La Sociedad no ha debido reconocer pérdidas por este concepto en los presentes Estados Contables (Nota 12.b).

k) 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-.

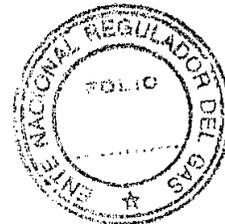
Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



1) 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.
- Los cargos por consumo de activos no monetarios valuados al costo de adquisición, se reexpresaron en función de los importes ajustados de tales activos.
- Las ganancias y pérdidas financieras, se exponen a valores nominales.

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

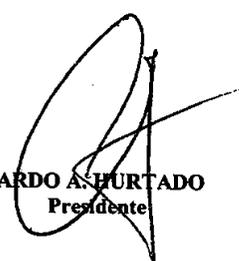
Estados de Situación Patrimonial

| | 2005 | 2004 |
|---|---------------|---------------|
| Activo corriente | | |
| a) Caja y bancos | | |
| Caja y bancos en moneda nacional | 5.853 | 11.473 |
| Caja y bancos en moneda extranjera | 176 | 21.187 |
| | <u>6.029</u> | <u>32.660</u> |
| b) Inversiones | | |
| Certificados de depósitos a plazo fijo (Anexo D) | 31.453 | 12.373 |
| Títulos privados (Anexo C) | - | 20 |
| Títulos públicos (Anexo C) | 636 | 341 |
| | <u>32.089</u> | <u>12.734</u> |
| c) Créditos por ventas | | |
| Deudores comunes (Nota 9.a) | 36.653 | 31.415 |
| Convenios a recuperar (Nota 5.b) | 768 | 940 |
| Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E) | (9.062) | (6.964) |
| | <u>28.359</u> | <u>25.391</u> |
| d) Otros créditos | | |
| Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 10) | 186 | 143 |
| Partes relacionadas (Nota 10) | 375 | 1.528 |
| Gastos pagados por adelantado | 402 | 265 |
| Créditos con el personal | 484 | 391 |
| Diversos | 2.863 | 2.087 |
| Previsión para otros créditos de cobro dudoso (Anexo E) | (921) | (872) |
| | <u>3.389</u> | <u>3.542</u> |
| Activo no corriente | | |
| e) Inversiones | | |
| Títulos públicos (Anexo C) | - | 17 |
| | <u>-</u> | <u>17</u> |
| f) Créditos por ventas | | |
| Deudores comunes (Nota 9.a) | 179 | 212 |
| Convenios a recuperar (Nota 5.b) | 1.072 | 1.314 |
| Previsión para deudores de cobro dudoso (Anexo E) | (179) | (212) |
| | <u>1.072</u> | <u>1.314</u> |

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

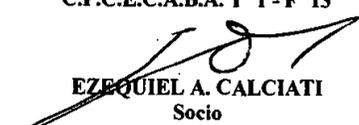

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

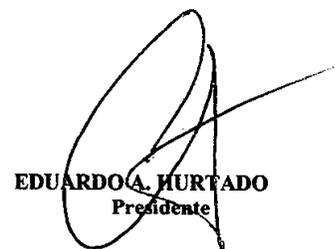
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO ANHURTO
Presidente

| | <u>2005</u> | <u>2004</u> |
|--|----------------|----------------|
| g) Otros créditos | | |
| Créditos con el personal | 65 | 82 |
| Créditos con GdE | 590 | 590 |
| Créditos impositivos | 6.516 | 7.609 |
| | <u>7.171</u> | <u>8.281</u> |
| Pasivo corriente | | |
| h) Cuentas a pagar | | |
| Por suministro y transporte de gas | 14.074 | 18.426 |
| Otros proveedores de bienes y servicios | 6.635 | 4.736 |
| Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 (Nota 10) | - | 216 |
| Partes relacionadas (Nota 10) | 791 | 634 |
| | <u>21.500</u> | <u>24.012</u> |
| i) Préstamos (Nota 8) | | |
| Banco Sanpaolo IMI S.p.A.- Capital | - | 14.895 |
| Banco Sanpaolo IMI S.p.A.- Intereses | - | 3.492 |
| Sociedades Art. 33 Ley N°19.550 (Nota 10) | - | 1.716 |
| Partes Relacionadas (Nota 10) | - | 3.702 |
| | <u>-</u> | <u>23.805</u> |
| j) Otros pasivos | | |
| Bonificaciones a otorgar a clientes | 890 | 944 |
| Programa de racionalización de uso del gas | 3.726 | 2.013 |
| Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso | 1.516 | - |
| Diversos | 11 | 11 |
| | <u>6.143</u> | <u>2.968</u> |
| Pasivo no corriente | | |
| k) Otros pasivos | | |
| Bonificaciones a otorgar a clientes | 1.423 | 1.483 |
| | <u>1.423</u> | <u>1.483</u> |
| Estado de Resultados | | |
| l) Ventas netas | | |
| Ventas de gas (Nota 9.a) | 231.016 | 202.122 |
| Otras ventas | 6.640 | 4.032 |
| Total ventas netas | <u>237.656</u> | <u>206.154</u> |
| m) Otros ingresos y egresos | | |
| Recuperos de provisiones | 607 | 1.351 |
| Otros recuperos | 2.156 | 1.353 |
| Diversos | 559 | 804 |
| Total otros ingresos y egresos | <u>3.322</u> | <u>3.508</u> |

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO 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:

| | Colocaciones de fondos | Créditos (1) | Otros Pasivos (2) |
|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| SIN PLAZO | - | 106 | 11 |
| DE PLAZO VENCIDO | | | |
| Anteriores a 1996 | - | 824 | - |
| Entre enero y diciembre de 1996 | - | 517 | - |
| Entre enero y diciembre de 1997 | - | 430 | - |
| Entre enero y diciembre de 1998 | - | 708 | - |
| Entre enero y diciembre de 1999 | - | 642 | - |
| Entre enero y diciembre de 2000 | - | 853 | - |
| Entre enero y diciembre de 2001 | - | 733 | 9 |
| Entre enero y diciembre de 2002 | - | 515 | 14 |
| Entre enero y diciembre de 2003 | - | 353 | 51 |
| Entre enero y marzo de 2004 | - | 40 | 32 |
| Entre abril y junio de 2004 | - | 31 | 6 |
| Entre julio y septiembre de 2004 | - | 50 | 1.441 |
| Entre octubre y diciembre de 2004 | - | 290 | 129 |
| Entre enero y marzo del 2005 | - | 120 | 558 |
| Entre abril y junio de 2005 | - | 84 | 100 |
| Entre julio y septiembre de 2005 | - | 792 | 1.422 |
| Entre octubre y diciembre de 2005 | - | 3.703 | 7.875 |
| Total de plazo vencido | - | 10.685 | 11.637 |
| DE PLAZO A VENCER | | | |
| Entre enero y marzo del 2006 | 32.089 | 30.287 | 25.386 |
| Entre abril y junio de 2006 | - | 450 | 10.146 |
| Entre julio y septiembre de 2006 | - | 126 | 1.122 |
| Entre octubre y diciembre de 2006 | - | 77 | 1.436 |
| Entre enero y diciembre de 2007 | - | 1.980 | 492 |
| Entre enero y diciembre de 2008 | - | 58 | 138 |
| Con posterioridad a 2008 | - | 6.384 | 793 |
| Total de plazo a vencer | 32.089 | 39.362 | 39.513 |
| TOTAL | (a) 32.089 | (b) 50.153 | (c) 51.161 |

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

(2) Comprende el pasivo total excluidas las provisiones.

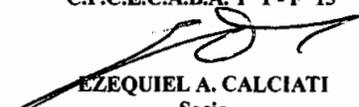
Tasas de interés:

(a) El 100% devenga intereses a tasa fija.

(b) Aproximadamente un 49% son susceptibles de devengar intereses de acuerdo con las regulaciones descriptas en Nota 2. El resto no devenga intereses.

(c) Aproximadamente un 54% es susceptible de devengar intereses. El resto no devenga intereses.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

NOTA 8 – ESTRUCTURA DE FINANCIAMIENTO

El 27 de setiembre de 2001 se firmó un acuerdo de préstamo sindicado con el BankBoston NA y el Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Sucursal Nueva York por U\$S 38 millones por un plazo de 361 días, garantizado por los accionistas mayoritarios en proporciones no solidarias, bajo ciertas circunstancias derivadas de la inconvertibilidad e intransferibilidad de divisas o expropiación de la concesión o activos de la Sociedad, entre otras. El 1° de octubre de 2001 se efectuó el correspondiente desembolso. El pago de intereses se pactó en forma semestral, con vencimientos el 1° de abril y el 27 de setiembre de 2002 a una tasa del 9,62% nominal anual, variable en función de la tasa LIBOR a 180 días.

Con fecha 5 de abril de 2002 se cancelaron intereses, previa autorización del BCRA (Comunicación "A" 3.507) por U\$S 1,02 millones. Se pactó también una nueva tasa de interés para el semestre iniciado el 1° de abril de 2002 de 9,39% nominal anual.

Con fecha 28 de octubre de 2002 se cancelaron los intereses devengados hasta el 27 de setiembre de 2002 por U\$S 0,96 millones. El total pagado en concepto de honorarios fue de 0,4 millones de pesos.

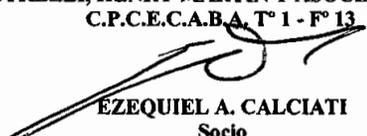
El 27 de setiembre de 2002 operó el vencimiento del préstamo, que fue parcialmente cancelado con fecha 31 de diciembre de 2002 por U\$S 35,5 millones. De este total, U\$S 33 millones fueron pagados al BankBoston NA Nueva York, y U\$S 2,5 millones se pagaron en pesos al Banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. El saldo remanente de U\$S 2,5 millones fue finalmente cancelado el 31 de enero de 2003 mediante la transferencia al BankBoston NA de Bonos Global 2008, por un total de 8,5 millones de pesos. Durante el ejercicio posterior a su vencimiento, y hasta el 31 de diciembre de 2002, el préstamo devengó intereses a una tasa promedio del 7,59% nominal anual, los que se cancelaron con fecha 4 de febrero de 2003.

A los efectos de la cancelación de los U\$S 35,5 millones indicados en el párrafo anterior, con fecha 23 de diciembre de 2002 la Sociedad celebró un nuevo acuerdo de préstamo con el Banco Sanpaolo IMI S.p.A. por U\$S 35 millones. Dicho préstamo, cuyo desembolso operó el 30 de diciembre de 2002, se concertó a un plazo de dos años con intereses del 2,13% nominal anual variables en función de la tasa LIBOR para 180 días más 40 puntos básicos, cancelables semestralmente. Al 31 de diciembre de 2004 esta tasa era del 2,66% nominal anual. A su vez este préstamo contó con una garantía otorgada por LG&E Capital Corp. (a través del J.P. Morgan Chase Bank) e ITALGAS por la cual, en caso de incumplimiento de la Sociedad, los garantes se obligaban al pago total del monto adeudado ante el simple reclamo del banco otorgante del préstamo. Adicionalmente la Sociedad celebró un acuerdo con ITALGAS y LG&E Capital Corp. por el cual se comprometió a pagarles el 3% anual sobre el monto del préstamo, libre de impuestos, en concepto de compensación por la garantía mencionada. Con fecha 23 de junio de 2003, se procedió al pago de los intereses correspondientes al primer semestre por U\$S 0,3 millones. Con el objeto de obtener la autorización del BCRA para realizar el prepagado del préstamo, la Sociedad efectuó ante dicho organismo presentaciones que derivaron en la iniciación por parte del BCRA de diversas actividades administrativas vinculadas al desembolso y a la interpretación de la Comunicación "A" 3.712 de la mencionada entidad. En opinión de los asesores legales de la Sociedad, se le ha dado una adecuada interpretación a la normativa cambiaria aplicable.

Con fecha 9 de marzo de 2004, dadas las actividades administrativas del BCRA indicadas anteriormente, la Sociedad solicitó una nueva prórroga hasta el 23 de diciembre de 2004 para el pago de los intereses vencidos el 23 de diciembre de 2003 y de los intereses a vencer el 23 de junio de 2004, lo que fue aceptado por el Banco Sanpaolo IMI S.p.A. con fecha 22 de marzo de 2004. De acuerdo a lo previsto en el contrato de préstamo, la tasa de interés por mora se computaba a una tasa nominal anual equivalente al Fed Found Target Rate de la Federal Reserve Bank incrementada en un 0,5%.

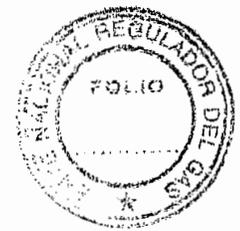
La Sociedad mantuvo negociaciones con el Banco Sanpaolo IMI S.p.A. para la refinanciación de la deuda por U\$S 35 millones. La entidad bancaria no aceptó refinanciar la totalidad del pasivo, accediendo a una refinanciación de corto plazo por un importe de aproximadamente el 17% (U\$S 5,97 millones) del total del capital e intereses adeudados, manteniendo inalterable la fecha de vencimiento del 83% restante (U\$S 30 millones). La refinanciación otorgada, fue por tres meses con vencimientos el 24 de enero de 2005, 23 de febrero de 2005 y 23 de marzo de 2005. Con fecha 23 de diciembre de 2004 se procedió a la cancelación de los U\$S 30 millones acordados. Asimismo, se cancelaron dos cuotas iguales y consecutivas con vencimientos el 24 de enero y el 23 de febrero de 2005 por U\$S 2

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

millones cada una. La última cuota se canceló el 23 de marzo de 2005 y comprendía U\$S 1 millón en concepto de capital y U\$S 0,97 millones en concepto de intereses.

El 4 de marzo de 2005 el Banco Sanpaolo IMI S.p.A. dejó sin efecto la garantía otorgada por LG&E Capital Corp. e ITALGAS.

El 23 de mayo de 2005 la Sociedad obtuvo un préstamo del Banco Río de la Plata S.A., por un monto de 6 millones, con vencimiento a 180 días tanto para el capital como para los intereses. El 18 de noviembre de 2005 se canceló en forma total y definitiva el capital más los intereses adeudados a dicha fecha.

NOTA 9 - 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 38% y el 40% de las ventas de gas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2005 y 2004.

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 netas 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 12, 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. | 4.956 | 7.241 |
| T.G.N. S.A. | 2.859 | 2.815 |
| Total | 7.815 | 10.056 |
| % que representa sobre el total de cuentas a pagar | 36% | 42% |

En el transcurso de los ejercicios finalizados el al 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. | 54.491 | 45.776 |
| Transporte de gas realizado por T.G.N. S.A. | 33.443 | 33.240 |
| Total | 87.934 | 79.016 |
| % que representa sobre el total de compras y gastos | 44% | 44% |

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

NOTA 10 - SOCIEDAD CONTROLANTE, SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES ART. 33 LEY N° 19.550 Y PARTES RELACIONADAS

Inversora de Gas del Centro 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 del Centro S.A. es la participación en el capital social de la Sociedad, y su domicilio es Suipacha 1067, 5° piso, frente - Buenos Aires.

Al 31 de diciembre de 2005 los accionistas de la Sociedad Controlante, Inversora de Gas del Centro S.A., son LG&E International Inc. ("LG&E") (75%) y ENI S.p.A. (ENI) (25%) (Nota 11.a y b). LG&E es una compañía perteneciente al grupo E.ON U.S. LLC.

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: | | | | |
| Corrientes | | | | |
| LG&E Internacional Inc. | 186 | 137 | - | - |
| ITALGAS (Nota 11) | - | 6 | - | 216 |
| Total | 186 | 143 | - | 216 |
| Partes Relacionadas: | | | | |
| Corrientes | | | | |
| ITALGAS (Nota 11) | 6 | - | 552 | - |
| Distribuidora de Gas Cuyana S.A. | 341 | 1.491 | 239 | 634 |
| Directores y Personal Gerencial | 28 | 37 | - | - |
| Total | 375 | 1.528 | 791 | 634 |
| Total | 561 | 1.671 | 791 | 850 |

| DENOMINACION | DIVIDENDOS A PAGAR | |
|--|--------------------|----------|
| | 2005 | 2004 |
| Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550: | | |
| Corrientes | | |
| LG&E International Inc. (Intereses) | 13 | - |
| ENI (Intereses) | 50 | - |
| Total | 63 | - |

| DENOMINACION | PRESTAMOS | |
|--|-----------|--------------|
| | 2005 | 2004 |
| Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550: | | |
| Corrientes | | |
| ITALGAS (Nota 11) | - | 1.716 |
| Total | - | 1.716 |
| Partes Relacionadas: | | |
| Corrientes | | |
| LG&E Capital Corp. | - | 3.702 |
| Total | - | 3.702 |
| Total | - | 5.418 |

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 diciembre 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 [egresos (ingresos)]:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente

| OPERACIONES | VINCULO | POR EL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE | |
|--|----------------------------|--|----------------|
| | | 2005 | 2004 |
| Contrato de Asistencia Técnica (Nota 2.f) ITALGAS (Nota 11) | Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 | - | 292 |
| Total | | - | 292 |
| Prestación de Servicios ITALGAS (Nota 11) | Relacionada | 397 | - |
| ITALGAS (Nota 11) | Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 | - | 310 |
| Distribuidora de Gas Cuyana S.A. | Relacionada | (2.080) | (1.659) |
| Total | | (1.683) | (1.349) |
| Remuneraciones Directores y Personal Gerencial | Relacionada | 1.666 | 1.459 |
| Total | | 1.666 | 1.459 |
| Recupero de costos y otros Distribuidora de Gas Cuyana S.A. | Relacionada | (713) | (412) |
| Total | | (713) | (412) |
| Gastos operativos Distribuidora de Gas Cuyana S.A. | Relacionada | 111 | 93 |
| Total | | 111 | 93 |
| Resultados financieros Inversora de Gas del Centro S.A. | Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 | 135 | - |
| ENI | Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 | 83 | - |
| ITALGAS (Nota 11) | Soc. Art. 33 Ley N° 19.550 | (41) | 906 |
| LG&E Centro S.A. | Relacionada | - | (100) |
| LG&E Capital Corp. | Relacionada | (95) | 1.973 |
| Programa de Propiedad Participada | Relacionada | 26 | - |
| Total | | 108 | 2.779 |

NOTA 11 - 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 159.661 y decidió la capitalización parcial de dicho aporte por un valor nominal de 121.783. Dicho aumento de capital fue inscripto en la IGJ.

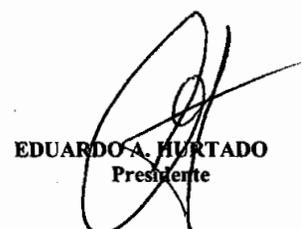
La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas celebrada el 29 de agosto de 1994 decidió la capitalización del saldo del aporte irrevocable (valor nominal más su ajuste integral al 31 de diciembre de 1994) de 38.662, manteniéndose las proporciones entre las distintas clases de acciones.

Como consecuencia de esta capitalización, el valor nominal del capital emitido asciende a 160.457 equivalente a 160.457.190 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 9 de noviembre de 1994.

A principios de diciembre de 2004 la Sociedad tomó conocimiento del 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 del Centro S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A. Con fecha 11 de marzo de 2005 el ENARGAS mediante nota ENRG/GAL/GD y E/D N° 1.637 autorizó a ENI a poseer en forma directa las acciones que ITALGAS detenta en la Sociedad y en Inversora de Gas del Centro S.A.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

Finalmente, con fecha 14 de abril de 2005 la Sociedad recibió sendas notas de ITALGAS e Inversora de Gas del Centro 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 del Centro S.A. (Nota 10).

La composición accionaria de la Sociedad al 31 de diciembre de 2005 es la siguiente:

| | CANTIDAD DE ACCIONES | CLASE | PORCENTAJE |
|-----------------------------------|----------------------------|-------|---------------|
| Inversora de Gas del Centro S.A. | 81.833.167 | A | 51,00 |
| ENI | 50.303.329 | B | 31,35 |
| LG&E | 12.274.975 | B | 7,65 |
| Programa de Propiedad Participada | 16.045.719 | C | 10,00 |
| Total | 160.457.190 | | 100,00 |

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) 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 de 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;

c) 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 \$1,26 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



NOTA 12 - 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 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 Contrato de Transferencia

De los contratos operativos cedidos a favor de la Sociedad mediante el Anexo XV del CT, solo 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 las cuencas Noroeste y 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 las 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 la zona de procedencia del mismo, 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 de mercado, la Sociedad estaría en condiciones de renegociar la estructura de precios de los acuerdos.

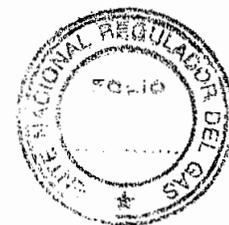
Cualquier modificación a las cantidades programadas también tendrá impacto en los compromisos mínimos de compra de la Sociedad.

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 N° 181/2004" ("el Acuerdo"), homologado por la Resolución del MPFIPyS N° 208/2004, publicada el 22 de abril de 2004, fecha a partir de la cual rige su vigencia. Esta situación se mantendrá hasta tanto se termine con las renegociaciones de los contratos que se vienen llevando a cabo entre los productores de gas y -entre otros- las licenciatarias de distribución en los términos del Acuerdo (Nota 3).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 Pan American Energy LLC, O&G Development Limited, APCO Argentina Inc. y Northwest Argentina Corporation por cuenca Norte; Tecpetrol S.A. por cuencas Norte y Neuquina; Wintershall Energía S.A por cuenca Neuquina; y Total Austral S.A. y Pan American Energy LLC por 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 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 a excepción del Contrato celebrado con Wintershall Energía S.A. que vence el 30 de abril de 2007 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 este Acuerdo y de los ingentes esfuerzos realizados por la Sociedad, el principal proveedor de gas natural, YPF S.A., no readequó ni aceptó ofertas por gas de las cuencas Norte y 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 recibieron de YPF S.A. sendas ofertas irrevocables tanto para la provisión de la cuenca Neuquina como de la cuenca Norte, que no satisfacen las necesidades de la Sociedad, 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 y que particularmente fueron aplicados durante el año 2004 y 2005.

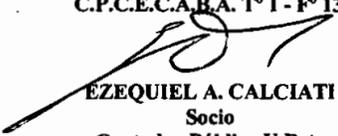
En tanto el ENARGAS no publique los cuadros tarifarios de julio y octubre de 2005 para reflejar el último escalón del incremento del gas para los sectores industriales previsto en el Acuerdo, preventivamente y por aplicación de las garantías previstas en el mismo, la Sociedad ha comunicado a los productores 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.

Con el objeto de dar cobertura al crecimiento vegetativo de la demanda prioritaria, solamente un productor respondió favorablemente al pedido de cantidades incrementales que la Sociedad efectuó. Bajo la misma premisa y ante la falta de respuesta del resto de los productores, el ENARGAS incrementó -conforme sus evaluaciones y mediante el mecanismo de redireccionamiento- las cantidades asignadas al resto de los productores.

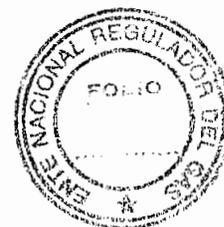
En función de las cantidades programadas en los acuerdos, los compromisos mínimos ascienden a aproximadamente 288,16 millones de metros cúbicos entre el 1° de enero de 2006 y el 30 de abril de 2007.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. MURFADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 periodos futuros en los términos de cada uno de los acuerdos.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

En 1994 la Sociedad acordó la ampliación de su capacidad de transporte con T.G.N. S.A. originalmente pactada por diez años cuyo vencimiento ha sido prorrogado y operará el 30 de abril de 2008. En octubre de 1996 se celebraron nuevos acuerdos con T.G.N. S.A. mediante los cuales se amplió su capacidad reservada en firme sobre el gasoducto Centro-Oeste por veinte años y se tomó un servicio de desplazamiento firme entre los gasoductos Centro-Oeste y Norte hasta el año 2010. 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 adicionalmente capacidad firme sobre el gasoducto Centro-Oeste con desplazamiento hacia el gasoducto Norte, cubriendo las necesidades de demanda en forma escalonada.

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 en el momento de la facturación, y se ajustan semestralmente por la variación del P.P.I. Asimismo, se encuentran sujetos a los ajustes resultantes de las revisiones tarifarias quinquenales. Cualquier cambio en la tarifa de transporte podrá trasladarse a la tarifa de venta de la Sociedad, previa autorización del ENARGAS (Nota 3).

Al 31 de diciembre de 2001, como consecuencia de lo mencionado en la Nota 3, la Sociedad ha anulado la registración del devengamiento correspondiente al ajuste por P.P.I. del transporte de gas de los años 2001 y 2000, de U\$S 3,50 millones y U\$S 1,48 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 233,83 millones entre el 1° de enero de 2006 y el 30 de abril de 2017 (Nota 3), distribuidos en distintos periodos medidos en años de la siguiente manera:

| 2005 a 2007 | 2008 | 2009 a 2010 | 2011 a 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | Total del periodo |
|-----------------------------|-------|-------------------|-------------------|-------|------|------|------|------|----------------------|
| (EN MILLONES DE \$ -Nota3-) | | | | | | | | | |
| 63,14 | 29,70 | 57,52 | 55,24 | 25,21 | 1,78 | 0,78 | 0,37 | 0,09 | 233,83 |

Bajo ciertas circunstancias establecidas en los acuerdos y en el reglamento de servicio de T.G.N. S.A., la Sociedad puede reducir sus compromisos mínimos asumidos.

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 Norte, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, por el cual se le adjudica a la Sociedad la disponibilidad de 720.468 m³/día hasta la finalización de la licencia de T.G.N. S.A. hacia el final de 2028, sobre un total de 3,9 MM³ día que la Sociedad requiriera oportunamente mediante 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 ha presentado recursos de reconsideración de las asignaciones del CA01, reclamando su derecho prioritario para la asignación de capacidad destinada a sus clientes firmes.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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.

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 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.

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

En principio, la disponibilidad de la capacidad asignada a la Sociedad fue estimada para alguna fecha entre el 1° de junio de 2005 y el 31 de diciembre de 2005, pero esa estimación no se cumplió, presumiéndose por el avance de las obras, que el aprovechamiento de la expansión se produciría recién en el primer trimestre de 2006.

En los últimos días de febrero de 2005 la Sociedad recibió la Nota N° 1220/2005 del ENARGAS, 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 estableciendo ciertos mecanismos mediante los cuales debe llegarse a acuerdos para ceder dicha capacidad al Productor que la financia (en este caso YPF S.A.) 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 y encaró nuevas negociaciones con YPF S.A. e interesó nuevamente a las instituciones financieras mencionadas sin lograr resultados concretos a la fecha de los presentes Estados Contables. YPF S.A. formuló ofertas para contratos de gas asociados a la capacidad otorgada a la Sociedad en condiciones que resultaron no aceptables para la misma. Vencidos los plazos a mediados de abril de 2005 sin que se hubiese llegado a un acuerdo, se ha habilitado a los Grandes Usuarios a celebrar contratos de gas y transporte en firme con YPF S.A. La cantidad asignada por el ENARGAS para este segmento de clientes –correspondiente a la Tercera Prioridad del CA01.– fue de 381.027 m³/día. Aún queda pendiente de resolver la asignación de los 339.441 m³/día que completan la asignación total inicial a la Sociedad ya citada de 720.468 m³/día, ello en tanto no ha habido acuerdo entre YPF S.A. y la Sociedad sobre la formulación de pautas que mantengan los resguardos tarifarios y sean compatibles con las exigencias de la normativa vigente.

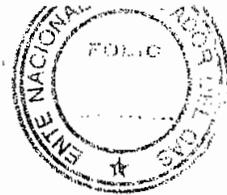
No obstante, diferentes definiciones de la SE (Notas N° 1565/04, N° 1521/05 y N° 1618/05) establecerían que a las Estaciones de GNC corresponde asegurarles una RMI que debe mantenerse en forma prioritaria en relación a la mayor demanda que puedan generar los clientes residenciales y otros ininterrumpibles. 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,

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

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 de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que recién estarían operativos en 2007/8. Dentro de dicho programa a T.G.N. S.A. le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que T.G.N. S.A. hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto T.G.N. S.A. 01/2005 ("CA02"), invitando a los interesados en obtener nueva capacidad firme a presentar 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 MM m³/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 T.G.N. S.A. por 1,8 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 0,63 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.

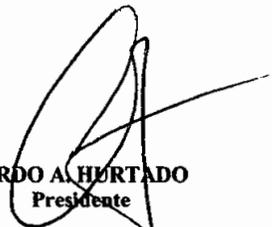
El total de ofertas recibidas por T.G.N. S.A. superó los 31 MMm³/día (siendo que la capacidad a ampliar es de sólo 10 MMm³/día). De acuerdo a las prioridades definidas en las bases y de ratificarse la validez de las OI presentadas por todos los participantes, esta expansión sólo podría satisfacer a la 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.

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

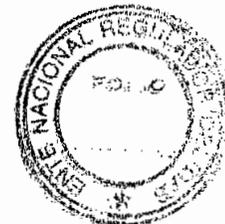
Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.



NOTA 13 - MEDIO AMBIENTE

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

NOTA 14 - RESTRICCIONES A LOS RESULTADOS A DISTRIBUIR

Adicionalmente a la restricción del 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, para el Bono de Participación del Personal mencionado en la Nota 11.c, de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550, 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.

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 20.700 (los dividendos por acción son de 0,129), 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 6.900 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 del momento de efectivización del pago.

Finalmente el remanente de resultados no asignados por 45.581 fue destinado a la constitución de una Reserva facultativa para futuras distribuciones de dividendos - Res. I.G.J. N° 25/2004.

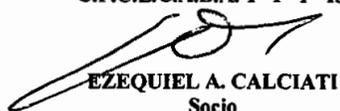
Con fechas 5, 6 y 10 de mayo y 22 de agosto de 2005, se efectivizó el pago de la primera y segunda cuota de la distribución de dividendos aprobada en la citada asamblea. Asimismo, con fecha 12 de octubre de 2005, se canceló la tercer y última cuota de dichos dividendos.

NOTA 15 - CONTINGENCIAS

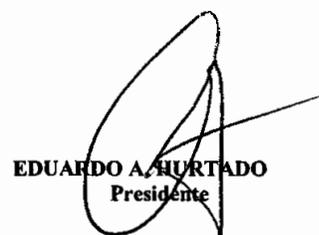
- a) Con fecha 12 de octubre de 1994, Gas del Estado S.E. ("GdE") formalizó un reclamo de 3.575, vinculado con la titularidad de créditos transferidos a la fecha de toma de posesión. El reclamo en cuestión, que oportunamente fue rechazado por la Sociedad, se relaciona con facturas que se encuentran emitidas durante el mes de diciembre de 1992 y que, según surge de la documentación que fuera entregada a la Sociedad por GdE al momento de la transferencia y de acuerdo con lo expresamente establecido en el CT, están incluidas en los créditos cedidos por GdE a la Sociedad.

Posteriormente, y relacionado con el reclamo indicado en el párrafo anterior, el 7 de mayo de 1996 la Sociedad fue notificada de la demanda judicial que GdE inició en su contra por cumplimiento del CT, reclamando un monto de 8.842. La Sociedad contestó la demanda el 28 de mayo de 1996, rechazando la misma en todas sus partes. Debe considerarse, que del monto total demandado, solo 3.669 corresponden a los conceptos reclamados por GdE en base a su interpretación de la titularidad de los créditos en función de su fecha de emisión. El saldo de 5.173 corresponde a créditos cuya gestión de cobro no fue encomendada a la Sociedad o que habiéndolo sido, no fueron cobrados por la misma, lo que implica que la Sociedad no tiene responsabilidad de acuerdo con los términos del CT. En tal sentido, el 12 de agosto de 1997 la Sociedad fue notificada del desistimiento por parte de GdE del reclamo incluido en la demanda original por el importe de 2.271 correspondiente al crédito de PALMAR S.A., verificado por el propio GdE en el concurso preventivo de dicho cliente. Cabe aclarar, que los saldos de los créditos cuya gestión de cobranza se encomendó a la Sociedad son inexistentes o tienen una remota probabilidad de cobro.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

Por otra parte, estos créditos nunca fueron reflejados en los resultados de los Estados Contables de la Sociedad. Con fecha 6 de diciembre de 1999 la Sociedad fue notificada de la sentencia de primera instancia, que acogió la demanda de GdE por un monto de 4.617, con distribución de costas entre las partes. Este importe mantiene aún en su composición 1.102 de créditos que, como se expuso anteriormente, corresponden a acreencias cuya gestión de cobro no fue encomendada a la Sociedad y por las que ésta no percibió importe alguno. Con fecha 23 de octubre de 2000, la Cámara Nacional de Apelaciones en la que se dedujo el recurso, dictó sentencia a favor de la Sociedad, revocando la de primera instancia y desestimando la demanda. Esta sentencia fue apelada por GdE.

Con fecha 11 de febrero de 2003 la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN"), sin hacer lugar a los argumentos de la Cámara ni los expuestos por la Sociedad, resolvió admitir parcialmente la demanda de GdE por un monto de capital de 3.508, importe por el cual se efectuó el pago respectivo con fecha 27 de mayo de 2003. En el mes de noviembre de 2003, la Sociedad recibió notificación del Juzgado Nacional de Primera Instancia N° 8 con la actualización de la liquidación de deuda al 10 de setiembre de 2003 por un total de 28.600 incluido el capital. Con fecha 14 de junio de 2004 la Sociedad fue notificada de la Resolución de fecha 27 de mayo de 2004 del Juzgado Nacional precedentemente citado, mediante la cual se dispuso que procedía la aplicación de intereses sobre el monto de la sentencia de la CSJN, calculados desde el 19 de abril de 1994 y hasta el 31 de diciembre de 2005, mediante la Tasa Pasiva Promedio del Banco Central de la República Argentina. La Sociedad ha apelado la resolución señalada ante la Cámara de Apelaciones.

A través de la sentencia de fecha 31 de octubre de 2005, notificada a la Sociedad el 22 de noviembre de 2005, la Cámara confirmó el pronunciamiento de primera instancia condenando a la Sociedad a pagar los intereses fijados en aquella. En contra de dicha sentencia, la Sociedad ha presentado sendos recursos ordinarios y extraordinarios ante la CSJN con fecha 29 de noviembre de 2005 y 5 de diciembre de 2005 respectivamente. A la fecha de emisión de los presentes Estados Contables se encuentre pendiente de resolución. En el caso de que cualquiera de ellos sea rechazado por la Cámara, deberá acudirse en queja directamente por ante al CSJN.

Basada en la opinión de sus asesores legales, la Sociedad considera que los cargos registrados al 31 de diciembre de 2005 derivados de esta sentencia resultan suficientes.

- b) El 19 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 junio 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 GdE 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 854 más los intereses y accesorios que correspondan, como total asignable a ambas partes contratantes. La Sociedad impugnó dicha resolución a través de un recurso administrativo de reconsideración y apelación en subsidio. Adicionalmente, la Sociedad formuló ante el MECON la reserva de reclamar al Estado Nacional los daños y perjuicios que pudieran resultar de una eventual ejecución fiscal, u otra medida judicial que la Provincia del Neuquén pudiese entablar en contra de esta Distribuidora.

Con fecha 28 de marzo de 2001 la DPR Neuquén dispuso reliquidar las supuestas deudas reclamadas incorporando multas e intereses al 28 de febrero de 2001, por un monto de 4.783. El 20 de abril de 2001 la Sociedad interpuso un nuevo recurso de reconsideración y apelación en subsidio contra dicha resolución.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio

Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora

EDUARDO A. HURTADO
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

Asimismo como consecuencia de la determinación de oficio sobre impuesto de sellos que le practicara la DPR Neuquén a T.G.N. S.A. respecto de las ofertas de transporte de gas ofertadas por esta última con distintos terceros con posterioridad a 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 respecto de dichas ofertas con Distribuidora de Gas del Centro S.A.

Además, al igual que otras Licenciatarias, T.G.N. S.A. inició una acción declarativa ante la CSJN y solicitó una medida cautelar a efectos de que la provincia se abstenga de reclamar este concepto hasta tanto exista sentencia firme sobre el particular. Asimismo, la CSJN hizo lugar a la medida cautelar solicitada por T.G.N. S.A..

Por otra parte, el 23 de marzo de 2001, la DPR Neuquén notificó la Resolución N° 080/DPR/01 a la Sociedad en la cual se determinaba la deuda tributaria de T.G.N. S.A. en virtud de las ofertas ya mencionadas, por lo que la Sociedad interpuso formal Recurso de Reconsideración ante el citado organismo provincial con fecha 17 de abril de 2001, dado que la Sociedad considera 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 corrió vista a la Sociedad de la liquidación calculada por dicho organismo por 770 -Resolución N° 595/DPR/01-, por la que se efectuó el traslado correspondiente con fecha 15 de noviembre de 2001.

Mediante la Resolución N° 709/DPR/2005 notificada a la Sociedad el 14 de diciembre de 2005, la DPR Neuquén dejó sin efecto en todas sus partes las Resoluciones N° 080/DPR/01 y N° 595/DPR/01.

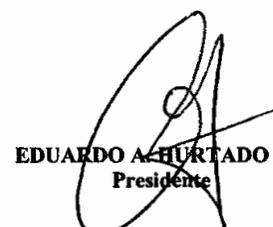
- c) Con fecha 24 de marzo de 2003, la Sociedad fue notificada que con fecha 18 de marzo de 2003, la DPR Neuquén dictó la Resolución N° 139/03 mediante la cual se confiere vista de la liquidación de impuesto de sellos por acuerdos de compra-venta de gas natural efectuados por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas del Centro S.A. con diversos productores. El importe reclamado a ambas distribuidoras en conjunto asciende a 8.358, de los cuales 2.025 corresponden a la Sociedad. Con fecha 8 de abril de 2003 la Sociedad interpuso una presentación ante la Autoridad Fiscal impugnando la mencionada Resolución, tachándola de nulidad absoluta por carecer de causa y vulnerar la ley aplicable - dado que la modalidad de celebración de tales acuerdos no perfecciona el hecho imponible del tributo -, 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 Cuyana S.A. con el objeto de que el 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 Cuyana 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, a través del MECON como tercero de intervención obligada por resultarle la controversia común con el demandado.

Con fecha 8 de noviembre de 2005 la DPR de Neuquén notificó a la Sociedad la Resolución N° 703/2005 y a Distribuidora de Gas Cuyana S.A. la Resolución N° 696/2005, las cuales dejaron sin efecto en todas sus partes a la Resoluciones N° 139/2003 y N° 516/2003, respectivamente.

- d) La Sociedad es parte actora en una causa en la cual le reclama a la Municipalidad de Córdoba el pago de ciertos créditos cedidos en su oportunidad por GdE. Con fecha 20 de setiembre de 2001, la Cámara Contencioso Administrativa de Primera Nominación, hizo lugar parcialmente a la demanda presentada por la Sociedad, declarando que la misma tiene el derecho a ser indemnizada y difiriendo para la etapa de ejecución de la sentencia la definitiva determinación del monto. Con fecha 19 de diciembre de 2003, el Tribunal Superior

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13.


EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora


EDUARDO A. HURTADO
Presidente

DISTRIBUIDORA DE GAS DEL CENTRO S.A.

de Justicia de la provincia de Córdoba a través de la Cámara Contencioso Administrativa de Primera Nominación hizo lugar al recurso de casación interpuesto por la Municipalidad de Córdoba, y en consecuencia rechazó la demanda presentada por la Sociedad. Con fecha 3 de febrero de 2004, la Sociedad presentó un Recurso Extraordinario ante el mencionado Tribunal en contra de dicha sentencia. Con fecha 30 de junio de 2004 el Tribunal Superior de Justicia resolvió no conceder el recurso extraordinario para ante la CSJN con costas a cargo de la actora. La Sociedad considera que los cargos registrados al 31 de diciembre de 2005 derivados de este fallo resultan suficientes.

- e) Mediante Nota ENRG N° 1658 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 primer turno de facturación posterior a esta notificación, 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.

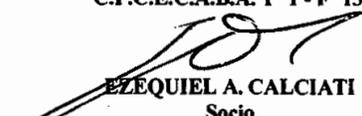
La Sociedad ha podido tomar vista del Expediente Administrativo correspondiente y del análisis de la documentación allí obrante, como así también de su interpretación de la normativa vigente aplicable y de otros antecedentes similares, la Sociedad considera que ha facturado a sus clientes conforme a 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.

- f) Con fechas 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 5,5 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 descrita 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 10/02/2006
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13



EZEQUIEL A. CALCIATI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 163 - F° 233
y por Comisión Fiscalizadora



EDUARDO A. HURTADO
Presidente