



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

MEMORIA

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

De acuerdo con lo establecido en la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y sus modificatorias, y cumpliendo con lo previsto en el Estatuto, el Directorio de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se complace en someter a vuestra consideración la Memoria, el anexo a la Memoria como Informe sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario, Inventario, Estado de Situación Financiera, Estado de Resultado Integral, Estado de Cambios en el Patrimonio, Estado de Flujo de Efectivo, Notas, Anexos, Reseña Informativa y la información requerida por el Artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, correspondientes al vigésimo segundo ejercicio económico, comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2013.

La presente Memoria ha sido preparada de acuerdo a los lineamientos de la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y las Normas vigentes de la Comisión Nacional de Valores.

I. Consideraciones Generales

I.1. El marco

En 2013 la economía mundial enfrentó un momento de transición. Mientras las economías avanzadas se están fortaleciendo en forma gradual, los países emergentes redujeron su crecimiento y se enfrentan a un endurecimiento de las condiciones financieras mundiales. La recuperación económica continúa pero con mucha lentitud.

En este escenario, el Fondo Monetario Internacional ("FMI") estima un crecimiento global de 2,9% para 2013, inferior al 3,2% del año anterior.¹

Las economías avanzadas mostraron una desaceleración de su ritmo de expansión. Según el FMI, su Producto Bruto crecería 1,2% en 2013 (en 2012, avanzaron 1,5%). La Zona Euro continuará en recesión aunque con una baja más moderada que el año anterior (baja de 0,4% en 2013, frente a la retracción de 0,6% en 2012). Alemania y Francia seguirían con una suba muy leve (0,5% y 0,2%, respectivamente), en tanto, Italia y España seguirían en retroceso, aunque menor que el año anterior: 1,8% y 1,3%, respectivamente.¹

En Estados Unidos de Norteamérica se anticipa un cambio en la política monetaria expansiva que se aplicó en los últimos años. En 2013, su crecimiento fue más moderado que el año anterior: 1,6%, frente al 2,8% de 2012.¹

En los mercados emergentes el crecimiento se desaceleró debido al citado menor ritmo mundial y a condiciones de financiamiento más estrictas. Para 2013, el FMI estima un crecimiento conjunto del PBI de 4,5%, frente al 4,9% de 2012. El mejor desempeño corresponde a los países asiáticos: China, con un crecimiento de 7,6% y la India, con 3,8%.¹

La región de América Latina y el Caribe redujo su crecimiento en 2013 respecto a 2012: 2,6% frente a 3,1%. Brasil mantiene un incremento moderado en 2013 (2,4%) pero superior al magro 1% del año anterior. Por el contrario, México tuvo una caída importante en su ritmo de crecimiento, pasó de 3,9% en 2012 a 1,3% en 2013.²

Los mercados financieros mostraron en 2013 una recuperación, sobre todo, ante las señales de que la economía de Estados Unidos ingresará en un punto de inflexión. El índice Dow Jones cerró el año en 16.576,66 puntos, con una suba de 26,5% en el año.³

De la mano de la recuperación de los mercados financieros, las *commodities* no agropecuarias mostraron bajas. El oro evidenció una tendencia descendente a lo largo de 2013, más pronunciada en el primer semestre y con una leve recuperación a fin de año. Comenzó con la onza troy en U\$S1.675 y concluyó en U\$S1.223,50; con una baja de

¹ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2013.

² CEPAL (Comisión Económica para América Latina y el Caribe). Balance Preliminar 2013 – Diciembre de 2013.

³ Bolsa de Nueva York.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

26,9%. En tanto, el barril de petróleo, mostró un comportamiento estable a lo largo del año, con un pico en septiembre (U\$S110,53). Inició el año en U\$S91,24 y finalizó en U\$S98,42, con un alza de 7,9%.

Después de un 2012 de bajo crecimiento (1,9%), en 2013 la economía argentina retomó la senda de la expansión, aunque comenzó a disminuir en el cuarto trimestre del año. La industria volvió a ser el motor del crecimiento y en el segundo semestre se notó el impacto negativo del sector automotor de Brasil. Según el EMAE, que se toma como anticipo del Producto Interno Bruto ("PIB"), la actividad económica mostró un incremento acumulado de 5,4% en los 10 primeros meses del año, en comparación con el mismo lapso de 2012. Sin embargo, en septiembre el crecimiento mensual fue nulo y en octubre tuvo una baja de 0,3%.⁴ El Banco Central de la República Argentina (BCRA) estima que 2013 concluirá con un aumento del PIB del 5%.⁵

La evolución de los precios se aceleró en 2013, sobre todo hacia fines de año, pasando de un ritmo mensual de 1,5% a 2%, a otro rango que se ubica entre 2% y 3% en los últimos meses, según estimaciones privadas⁶. Los datos oficiales del INDEC mostraron un incremento de 10,9% en 2013⁷. Sin embargo, el 13 de febrero el Ministerio de Economía presentó el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (IPCNU), un nuevo índice de medición, que arrojó una suba de 3,7% en enero, respecto de diciembre de 2013. Mientras tanto, el índice de los salarios del sector privado registrado creció el 25,16% interanual a diciembre de 2013⁸. En tanto, los precios mayoristas acumulan en el año una suba interanual de 14,7%⁹. El IPC Congreso (indicador de la oposición que promedia distintas estimaciones privadas) arrojó un aumento de 28,3% en todo 2013, con una fuerte alza en diciembre.

En el agro, según cifras oficiales, la cosecha de granos tuvo un monto récord. Con 105,5 millones de toneladas, la cosecha 2012/2013 aumentó 15,2% respecto a los 91,6 millones de la campaña anterior cuando la producción había sufrido el impacto de la sequía. La soja cotizó a U\$S544 la tonelada en el mercado local al último día hábil de 2013, 3,82% por sobre el cierre de 2012.¹⁰

El consumo también se recuperó pero en forma más moderada. Según el INDEC, las ventas de supermercados a precios corrientes (incluyendo el efecto precios) crecieron 28,6% interanual en el acumulado a diciembre de 2013 respecto a igual mes del año anterior¹¹, en línea con las estimaciones privadas de inflación. Por otra parte, la facturación por ventas de los centros de compras aumentó 28,9% en igual período, superior al 23,2% del mismo lapso de 2012¹².

El sector automotor que había mostrado una importante recuperación en el primer semestre de 2013, tuvo un freno en los últimos tres meses del año debido a la caída de las compras desde Brasil. La producción de vehículos en todo 2013 fue de 791.007 unidades, un 3,5% arriba del total de 2012¹³. Por su parte, la venta de automóviles cero kilómetro marcaron un récord en 2013; se patentaron 955.023 unidades, 13,53% más que el año anterior¹⁴.

Por su parte, el sector de la construcción también se recuperó en 2013, luego de un 2012 que terminó con una baja interanual de 1,9%. A diciembre de 2013, este rubro acumula un alza de 4,6% respecto del mismo período del año anterior¹⁵.

La actividad industrial, que terminó 2012 en terreno negativo (había retrocedido 1,2%) comenzó a repuntar a partir del segundo trimestre, pero desde julio volvió a mostrar una tendencia bajista, debido a la disminución de la demanda de

⁴ INDEC ("Instituto Nacional de Estadística y Censos") - Estimador Mensual de la Actividad Económica ("EMAE").

⁵ BCRA. Objetivos y planes respecto del desarrollo de la política monetaria, financiera, crediticia y cambiaria para 2014- Dic. de 2013.

⁶ IERAL de la Fundación Mediterránea.

⁷ INDEC - Índice de Precios al Consumidor ("IPC").

⁸ INDEC - Índice de Salarios (Base abril de 2012=100).

⁹ INDEC - Índice de Precios Internos Mayoristas ("IPIM").

¹⁰ Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación.

¹¹ INDEC - Encuesta de Supermercados - Diciembre de 2013.

¹² INDEC - Encuesta de Centros de Compras - Diciembre de 2013.

¹³ Asociación de Fábricas de Automotores de la Argentina ("ADEFSA").

¹⁴ Asociación de Concesionarios de Automotores de la República Argentina ("ACARA").

¹⁵ INDEC - Indicadores de Coyuntura de la Actividad de la Construcción - Diciembre de 2013.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

automóviles por parte de Brasil. El acumulado de 2013 marca un leve descenso de 0,2% respecto a 2012, aunque el mes de diciembre tuvo una baja interanual de 5,4%.¹⁶

La demanda neta total del Mercado Eléctrico Mayorista (“MEM”) subió 3,3% en 2013, respecto al acumulado de 2012. En diciembre de 2013 la demanda neta de energía tuvo un promedio diario de 409,9 GWh, 14,27% superior al mismo mes de 2012.¹⁷

En el mercado del gas natural, durante 2013 el total entregado por las distribuidoras fue de 31.979,98 millones de m³, 0,25% por debajo de los 32.061,05 millones de m³ registrados en el mismo período de 2012.¹⁸

En 2013, el saldo de la balanza comercial se redujo producto de un incremento de las importaciones superior a la suba de las exportaciones. El superávit de 2013 fue de U\$S9.024 millones, en contraste con los U\$S12.419 millones del año anterior. En 2013 se exportaron U\$S83.026 millones (3% más que en 2012) y se importaron U\$S74.002 millones (8% de incremento anual).¹⁹

En el mercado laboral, durante el cuarto trimestre de 2013 la desocupación se redujo al 6,4% de la Población Económicamente Activa (“PEA”), frente al 6,9% de igual período del año anterior, aunque esta reducción obedeció a una disminución de la gente que busca trabajo (PEA) y no a un incremento del nivel de empleo.²⁰

En el sector público nacional, la recaudación aumentó 26,3% en 2013 al sumar \$858.832,45 millones. Los recursos del Impuesto a las Ganancias se incrementaron 32,6%, los ingresos de IVA subieron 30,7% y los recursos de la Seguridad Social aportaron 30,9% más que el año anterior, mientras que los derechos a la exportación se redujeron 9,5%. Las cuentas públicas de la Administración Nacional tuvieron un déficit financiero de \$38.853,3 millones acumulados hasta noviembre de 2013 (frente a un déficit de \$22.414,5 millones en igual período del año anterior). El resultado primario, por su parte fue deficitario en \$2.581,3 millones (cuando en los 11 primeros meses de 2012 había acumulado un superávit de \$6.672,2 millones).²¹

El stock de deuda bruta de Argentina llegó a U\$S196.143 millones en junio de 2013, 7,33% superior a los U\$S182.741 millones del mismo mes de 2012. La deuda en proporción al PIB pasó del 41,5% en junio de 2012 al 43,6% al año siguiente. Además, se incrementó la participación del Sector Público Nacional como acreedor de la deuda pública, con el 59,1% del total. Los Organismos Multilaterales y Bilaterales de Crédito tienen el 12,7% y el sector privado mantiene el 28,2% del stock.²²

En el mercado financiero, el Índice Merval de la Bolsa de Buenos Aires se mantuvo relativamente estable durante el primer semestre de 2013 y a partir de marzo de julio comenzó una recuperación que más que duplicó el valor del indicador. Cerró 2013 en 5.391,03 puntos, con un incremento de 88,9% respecto de 2012.²³ En otro orden, se destaca que a partir de 2013 entró en vigencia una nueva Ley del Mercado de Capitales (N° 26.831).

En el mercado cambiario se mantuvieron las medidas de restricción al acceso para ahorro, al tiempo que desde diciembre se aumentó al 35% (regía al 20%) la percepción como pago a cuenta para los consumos con tarjetas de crédito y débito y/o a través de portales o sitios virtuales, ampliándose el alcance a los servicios de viajes y turismo al exterior, y agregándose la adquisición de moneda extranjera para gastos de viajes y turismo. En el mercado formal, el dólar mayorista subió de \$4,92, en diciembre de 2012, a \$6,52 al cierre de 2013, una devaluación de 32,5%, la mayor desde 2002.²⁴ Sin embargo, este proceso se acentuó en dos ruedas del 23 y 24 de enero 2014, donde el tipo de cambio pasó de 6,912 a 8,018 pesos por dólar, con máximos en \$8,40.

En el sector bancario, y para evitar mayor presión sobre el tipo de cambio, las tasas de plazo fijo tuvieron un comportamiento ascendente. En diciembre, la tasa de interés anual para los plazos fijos a 30 días fue de 18%, superior

¹⁶ INDEC - Estimador Mensual Industrial (“EMI”) - Diciembre de 2013.

¹⁷ Comisión Nacional de Energía Atómica. Síntesis del Mercado Eléctrico Mayorista de la República Argentina – Diciembre de 2013.

¹⁸ ENARGAS - Datos operativos a diciembre de 2012 y 2013.

¹⁹ INDEC - Intercambio Comercial Argentino – Diciembre de 2013.

²⁰ INDEC - Encuesta Permanente de Hogares – Cuarto trimestre de 2013.

²¹ MEFP – Ejecución presupuestaria de la Administración Pública Nacional. Acumulado a Octubre de 2013.

²² MEFP - Deuda Pública del Estado Argentino. Junio de 2013.

²³ Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”).

²⁴ Banco Central de la República Argentina (“BCRA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

al 13,8% de fin de 2012. La tasa BADLAR del sector privado aumentó a 21,625% (el último día hábil de 2013) respecto de la tasa de 15,44% de fines de 2012.²⁵

El año fue caracterizado por un intento permanente del Gobierno de obtener divisas, de manera de cuidar la fuerte merma de las reservas monetarias del Banco Central, que cayeron U\$S12.700 millones en todo 2013 y terminaron el año cerca de los U\$S30.000 millones. Se incrementaron las restricciones y también se implementó un blanqueo de capitales no declarados, que fue prorrogado hasta finales de marzo de 2014.

Si bien la actividad repuntó, la aceleración de la evolución de los precios, así como el mantenimiento del nivel de reservas (con las cuales el Gobierno está haciendo frente al pago de la deuda en dólares) generan un desafío para el año 2014.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (1)	2013	2012
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	2,9	3,2
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	1,6	2,8
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	-0,4	-0,6
PIB de China - Variación anual %	FMI	7,6	7,7
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	2,4	1,0
Datos de la economía Argentina	Fuente (1)	2013	2012
PIB - Variación anual %	BCRA/INDEC	5,0	1,9
PIB en miles de millones de pesos corrientes	MECON	2.638,8	2.164,25
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	MECON	6,7	-4,9
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	MECON	5,8	4,8
Saldo balanza comercial/PIB - %	MECON	1,48	0,57
Resultado Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	MECON	-0,01	-0,2
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	MECON	2,26	2,2
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	INDEC	14,7	13,1
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/U\$S	BCRA	6,5	4,92
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	INDEC	6,8	7,6
Índice de Variación Salarial (Var. Anual %) - Nov. /Dic.	INDEC	26,1	24,5
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	BCRA	30,6	43,3

(1) Cuando no se cuenta con información de organismos oficiales se considera la de fuentes alternativas.

I.2. Las proyecciones

En 2014 se espera que la producción mundial se fortalezca moderadamente, aunque todavía persisten riesgos sobre la economía. Sobre todo, por el crecimiento levemente superior al de 2013 que tendrían las economías avanzadas.

El FMI estima para 2014 un PBI mundial en expansión de 3,6%, frente al 2,9% del año anterior. En las economías avanzadas, el crecimiento se incrementaría del 1,2% en 2013 a 2% en 2014. En este grupo, Estados Unidos de Norteamérica retomarían un ritmo superior, (2,6% en 2014, frente a 1,6% en 2013), mientras la Zona Euro podría revertir la recesión de 2012 (-0,6%) y 2013 (-0,4%) y entrar a un terreno positivo de 1%. Por su parte, los mercados emergentes y en desarrollo aumentarían su crecimiento a 5,1% (4,5% en 2013), entre los cuales se destacan China e India (7,3% y 5,1%, respectivamente).²⁵

En América Latina y el Caribe, la CEPAL prevé una expansión de 3,2% en 2014, por encima del 2,4% de 2013. El organismo prevé un muy leve aumento en el crecimiento de Brasil (del 2,4% al 2,6% en 2014) mientras México tendría una recuperación importante (pasaría del 1,3% a 3,5% en igual lapso).²⁶

²⁵ Fondo Monetario Internacional ("FMI"). Perspectivas de la economía mundial – Octubre de 2013.

²⁶ CEPAL. Balance preliminar de las economías de América Latina y el Caribe 2013. Diciembre de 2013.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En Argentina, el Presupuesto estima para 2014 un aumento del ritmo de crecimiento a 6,2% y un dólar de \$6,33 promedio, con un alza de 16,15% respecto al promedio previsto para 2013.²⁷ Sin embargo, el cierre de 2013 ya superó al tipo de cambio previsto para 2014.

En sus cuentas públicas, el Gobierno Nacional presupuestó para 2014 una recaudación tributaria y de Seguridad Social de \$1.097.316,8 millones (33,83% del PIB), con un alza de 27,8% respecto al total recaudado en 2013.

El Poder Ejecutivo prevé para 2014 obtener un superávit financiero de \$868,9 millones (cuando en 2013 se estimó un déficit de \$44.612,5 millones). Por su parte, el resultado primario (antes del pago de intereses) llegaría en 2014 a \$78.116,5 millones, equivalente al 2,41% del PIB (en 2013 sería -0,01% del PIB).²⁸

En 2014 el Sector Público Nacional deberá afrontar vencimientos de deuda por U\$S34.893,4 millones, compuesto por U\$S28.020,5 millones de capital y U\$S6.872,9 millones de intereses. A ello se sumaría el pago del cupón PBI.²⁹

En materia de precios, el Gobierno lanzó en febrero de 2014 un nuevo indicador el Índice de Precios al Consumidor Nacional Urbano (IPCNU) y dejó de publicar el Índice de Precios al Consumidor ("IPC"). De todos modos, el Presupuesto supone para 2014 una variación del IPC de 10,4% promedio anual y del Índice de Precios Mayoristas ("IPIM") del 14%.²⁸

En el sector agropecuario, para la campaña 2013/2014 se espera obtener un nivel similar al de la cosecha anterior. El Banco Central señala, sobre la base del informe del Departamento de Agricultura de Estados Unidos (USDA), que el precio de la soja se reduciría en 2014, para situarse en un promedio de U\$S478 por tonelada. Además, indica que la producción agrícola de la campaña 2013/14 se elevaría en torno a 3,9% respecto del ciclo previo y llegaría a 109,6 millones de toneladas, a partir de los mayores volúmenes cosechados, principalmente de soja, parcialmente compensados por la merma de la producción de maíz.³⁰

En materia de empleo, el Banco Central estima que la tasa de desocupación continuará en niveles mínimos, como los alcanzados en el tercer trimestre de 2013, 6,8% de la Población Económicamente Activa (PEA), con una "adecuada dinámica de salarios".³¹

Según lo presupuestado por el PEN, la Inversión Bruta Interna Fija ("IBIF") mostrará en 2014 un ritmo más alto de crecimiento: 8,5% frente al 6,7% previsto para 2013. Por el contrario, el consumo mostrará un nivel casi similar de expansión: 5,7%, frente al 5,8% estimado para 2013.²⁸

Para 2014 se presupuestaron exportaciones por U\$S94.034 millones, 13,3% más que las reales de 2013. En tanto, las importaciones llegarían a U\$S83.910 millones, 13,4% más que las concretadas en el año anterior. El superávit comercial sería de U\$S10.124 millones, 12,2% de incremento con respecto al real de 2013.²⁸

En el sistema monetario, el M2 Privado (circulante en poder del público y depósitos a la vista en pesos del sector privado) aumentaría en 2014 entre 23,5% y 27,9%, mientras que el M3 Privado (M1 más colocaciones a plazo) crecería entre 26,9% y 31,2%, impulsado por el dinamismo de los depósitos a plazo fijo (con un crecimiento cercano al 40% interanual, hasta los \$90.000 millones). Además, se prevé que los préstamos al sector privado en pesos crecerán en torno al 34% en 2014 (aumento similar al de 2013) y superarán los \$150.000 millones.³¹

En el marco de expectativas respecto de 2014 las principales se centran en la toma de medidas que reviertan la pérdida de competitividad y que con ello se sostenga el crecimiento económico, a pesar de una esperada aceleración de la inflación. También se estiman necesarias acciones que acerquen divisas y permitan revertir la pérdida de reservas, ya que el país tendrá que hacer frente a importantes vencimientos de la deuda en dólares, y disponer de mayores recursos para el desarrollo energético, factor clave para nuevas inversiones. El déficit fiscal y los subsidios serán temas de sensible manejo para evitar un desborde de la emisión monetaria.

²⁷ Proyecto de Ley de Presupuesto Nacional 2014. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación ("MEFP").

²⁸ Proyecto de Ley de Presupuesto Nacional 2014. Ministerio de Economía y Finanzas de la Nación ("MEFP").

²⁹ MEFP - Deuda Pública del Estado Argentino. Junio de 2013.

³⁰ BCRA. Objetivos y planes respecto del desarrollo de la política monetaria, financiera, crediticia y cambiaria para 2014; con datos del Ministerio de Agricultura- Diciembre de 2013.

³¹ BCRA. Objetivos y planes respecto del desarrollo de la política monetaria, financiera, crediticia y cambiaria para 2014. Diciembre de 2013.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales variables macroeconómicas	Fuente (1)	2014	2013
PIB Mundial - Variación anual %	FMI	3,6	2,9
PIB de EEUU - Variación anual %	FMI	2,6	1,6
PIB de Zona Euro - Variación anual %	FMI	1,0	-0,4
PIB de China - Variación anual %	FMI	7,3	7,6
PIB de Brasil - Variación anual %	CEPAL	2,6	2,4

Datos de la economía Argentina	Fuente (1)	2014	2013
PIB - Variación anual %	MECON/BCRA	6,2	5,0
PIB en miles de millones de pesos corrientes	MECON	3.243,9	2.638,8
Inversión Interna Bruta Fija (a precios de 1993) - Variación anual %	MECON	8,5	6,7
Consumo privado (a precios de 1993) - Variación anual %	MECON	5,7	5,8
Saldo balanza comercial/PIB - %	MECON	0,92	1,48
Superávit Primario del Gobierno Nacional No Financiero/PIB - %	MECON	2,41	-0,01
Stock de deuda/Exportaciones - Ratio	(3)/MECON	2,12	2,26
Precios mayoristas (Dic. /Dic.) - %	MECON/INDEC	14,0	14,7
Tipo de cambio (cierre diciembre) \$/US\$	MECON/BCRA (2)	6,33	6,5
Tasa de desocupación - EPH III Trimestre - %	BCRA/INDEC	6,8	6,8
Índice de Variación Salarial (Var. Anual %) Dic. / Nov.	(3)/INDEC	29,0	26,1
Reservas del BCRA en miles de millones de dólares - Dic.	(3)/BCRA	24,6	30,6

(1) Cuando no se cuenta con información de organismos oficiales se considera la de fuentes alternativas.

(2) Dato según el Presupuesto Nacional 2014, elaborado en septiembre de 2013.

(3) Datos de consultora privada.

I.3. La región Cuyana

La economía argentina inició 2013 con un impulso que fue frenándose hacia el final del año a consecuencia de la disminución de la actividad en Brasil y el estancamiento del consumo interno. Estos factores incidieron en las economías de las provincias de Mendoza, San Luis y San Juan, donde la Sociedad presta sus servicios.

La actividad en la provincia de Mendoza tuvo un leve repunte de 2,4% en 2013, según datos provisorios de la Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”) de esa provincia. El índice de Producción Industrial de Mendoza mostró un crecimiento de 7,3% en el tercer trimestre de 2013, en relación con el mismo período del año anterior.³²

En tanto el Indicador de la Actividad de la Construcción aumentó un 11,4% en el tercer trimestre del año, comparado con igual período de 2012. Continuó la expansión de la actividad comercial en términos interanuales (14,5%), principalmente debido al incremento de las ventas en centros de compras, la compra de combustibles y de vehículos automotores.³²

Entre enero y noviembre de 2013, las ventas de los supermercados a precios corrientes acumularon un crecimiento de 17% respecto del mismo período del año anterior y cerró en octubre en \$679,4 millones³³. A su vez, en todo el año se patentaron en Mendoza 37.799 automóviles, lo que significa un crecimiento anual de 15,4%³⁴.

Si bien desde mayo de 2012 se discontinuó la medición de la inflación en la Provincia de Mendoza, el costo de la construcción mostró una suba de 24,8% entre enero y setiembre de 2013.³²

En lo referente a las cuentas públicas, en setiembre de 2013 esta provincia mostró un resultado primario positivo de \$412 millones, cifra que supera en \$54 millones al observado en igual período del año anterior. Los ingresos de

³² Dirección de Estadísticas e Investigaciones Económicas (“DEIE”), Provincia de Mendoza.

³³ Instituto Nacional de Estadística y Censos (“INDEC”) – Ventas en Supermercados – Diciembre de 2012.

³⁴ Informe mensual de la Asociación de Concesionarias de Automotores de la República Argentina (“ACARA”).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

\$14.494 millones acumulados a setiembre de 2013, implicaron una suba interanual de 30,3%. En tanto, en el mismo período, el gasto se ubicó en \$14.082 millones, 30,8% más que en acumulado enero-setiembre 2012.³⁵

El Índice de Valor de las exportaciones mendocinas registró en el tercer trimestre de 2013 una retracción interanual de 6,7%, debido a la caída de la producción de productos primarios, tras una severa helada en setiembre, incidiendo en las colocaciones de las Manufactura de Origen Agropecuario (“MOA”), que explican el 90,3% de las colocaciones al exterior durante el tercer trimestre de 2013.³²

El comportamiento de la economía real se dejó ver en los indicadores sociales de las provincias donde la Sociedad desarrolla su actividad. En el Gran Mendoza la tasa de desocupación fue de 4,5% en el cuarto trimestre de 2013, frente a 3,6% de un año atrás. En el Gran San Juan, en cambio, el desempleo fue de 7,5%, inferior al 5,5% registrado en el cuarto trimestre de 2012. En San Luis, por su parte, el índice fue de 1,3%, frente al 2% del mismo período del año anterior.³⁶

Conforme los registros del ENARGAS, el gas entregado entre enero y diciembre en la provincia de Mendoza creció un 7,38% respecto de 2012. Para San Juan el guarismo indica una baja de 4,9% y para San Luis un incremento de 19,37%.

En relación con las cuentas públicas, la provincia de San Juan tiene previsto para 2014 un presupuesto gastos por \$13.122 millones; es decir una suba de 34,5%, respecto del ejercicio 2013. En materia de endeudamiento, a setiembre de 2013, el stock de deuda (no financiera) de la Administración Pública ascendía a \$2.628,5 millones, representando una suba de 37,5%.³⁷

Por otra parte, el total del presupuesto de ingresos para 2013 de la provincia de San Luis asciende a \$8.719 millones, con una suba de 33,5% en relación con el ejercicio anterior³⁸. Por su parte, la inflación sigue en ascenso en esa provincia, ya que el Índice de Precios al Consumidor acumuló a noviembre de 2013 una suba de 27,8%, frente a 21,6% registrado en el mismo período del año anterior.³⁹

En 2013 se patentaron en San Juan 10.789; 6% más que en el año interior; mientras que en San Luis se inscribieron 8.541 vehículos nuevos, una suba de 14,6%.³⁴

Para 2014 las economías provinciales y regionales dependerán en gran medida de las acciones del Estado Nacional. La búsqueda de una mayor apertura de la economía a mercados internacionales requerirá valores de intercambio competitivos, crédito en condiciones razonables, reducción de la inflación y previsibilidad en materia de energía para apuntalar nuevos proyectos de inversión. Las actividades agro-industriales regionales requerirán de medidas particulares de fortalecimiento, por ser motores de empleo y bienestar en sus zonas de su influencia.

II. La Sociedad

II.1. Constitución y actividad comercial

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (“la Sociedad o la Licenciataria”) fue constituida el 24/11/92 por el Gobierno Argentino como parte del proceso de privatización de Gas del Estado S.E.

El Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), por medio del Decreto N° 2.453/92 del 18/12/92, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28/12/92) con opción a una prórroga de 10 años.

El 28/12/92 se firmó y entró en vigencia el Contrato de Transferencia de las acciones representativas del 60% del capital social de la Sociedad, celebrado entre el Estado Nacional, Gas del Estado S.E., la Provincia de Mendoza e Inversora de Gas Cuyana S.A., que es el consorcio adjudicatario de la licitación. En dicha fecha, Gas del Estado S.E.

³⁵ IERAL de la Fundación Mediterránea.

³⁶ Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (“INDEC”) – Encuesta Permanente de Hogares – Diciembre de 2012.

³⁷ Ministerio de Hacienda y Finanzas – Gobierno de San Juan.

³⁸ Gobierno de la Provincia de San Luis.

³⁹ Dirección Provincial de Estadísticas y Censos – Gobierno de San Luis



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 N° 2.453/92. El 29/12/92 se llevó a cabo la toma de posesión efectiva de las instalaciones y la Sociedad inició sus operaciones.

La Sociedad está fiscalizada en términos regulatorios por el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”). Este organismo tiene amplia autoridad regulatoria sobre la industria de distribución y transporte del gas, incluyendo la determinación de la tarifa, la que debe ser suficiente para permitir que la Sociedad obtenga un retorno razonable sobre el capital, congruente con el que corresponde a empresas en economías con niveles similares de riesgo, debiendo además reflejar los progresos en la eficiencia de la Sociedad.

Su área de servicio abarca una extensión de 315.226 km², con alrededor de 2,85 millones de habitantes según los resultados definitivos del Censo 2010 publicados por el INDEC. En el llamado Gran Mendoza se estima que viven 1.086.000 personas, en el Gran San Juan aproximadamente 443.000 personas, y en la capital de San Luis poco más 204.000 personas. Particularmente, Mendoza, además de su especialización tradicional en actividades centradas en los complejos agroindustriales que elaboran materias primas locales (vid, olivo, frutas y hortalizas), se suma la producción de bienes intermedios (destilación de petróleo y ferroaleaciones), el desarrollo de una industria metalmecánica de cierta complejidad y el turismo. La economía de Mendoza avanzó también en el índice de exportaciones, dentro de las que adquieren especial importancia los vinos finos de la más alta calidad y las de algunas hortalizas y frutas frescas. En la economía de San Juan se cuenta con producción minera (oro y cobre) y tanto en Mendoza (desarrollada) como en San Juan (reciente) se destaca la explotación petrolera. Por su parte, San Luis ha sumado a su agricultura y ganadería un sector agroindustrial, la producción de electrodomésticos, plásticos, artículos de papel y cartón, entre otros productos. En las tres provincias también se desarrolla la explotación de canteras de mármoles y piedras calizas. Además de sus recursos naturales y variedad de actividades, toda la región cuyana cuenta con inmejorables destinos para el turismo, en particular el de aventura.

La Sociedad participa en aproximadamente 8,1% del total de gas entregado por el conjunto de las distribuidoras de gas natural del país según el ENARGAS en su informe a noviembre de 2013, prestando servicios a un total de 551.907 clientes al 31/12/13.

II.2. Composición accionaria

Al 31/12/13 la composición accionaria de la Sociedad es la siguiente:

ACCIONISTAS	CANTIDAD DE ACCIONES	CLASE DE ACCIONES (1)	PORCENTAJE	CAPITAL SUSCRITO INTEGRADO E INSCRIPTO
Inversora de Gas Cuyana S.A.	103.199.157	A	51,00	103.199.157
E.ON España SL (“E.ON”)	4.370.788	B	2,16	4.370.788
ENI S.p.A. (“ENI”)	13.840.828	B	6,84	13.840.828
Programa de Propiedad Participada	20.235.129	C	10,00	20.235.129
Otros (2)	60.705.386	B	30,00	60.705.386
Totales	202.351.288	-	100,00	202.351.288

(1) Ordinarias y escriturales de valor nominal \$1 y con derecho a un voto por acción.

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

Inversora de Gas Cuyana S.A. (“Inversora”) ejerce el control de la Sociedad en los términos del Art. 33 de la Ley N° 19.550 al poseer el 51% del capital ordinario y de los votos posibles en las asambleas de accionistas. El objeto social de Inversora de Gas Cuyana S.A. es la participación en el capital social de la Sociedad, y su domicilio es Suipacha 1067, 5° piso frente, Buenos Aires.

Al 31/12/13 los accionistas de la Sociedad Controlante (Inversora) son ENI S.p.A. (“ENI”) (con el 76% de sus acciones) y E.ON España SL (“E.ON”) (con el 24%). ENI es una sociedad italiana cabecera del grupo económico ENI. Por su parte, E.ON es una compañía perteneciente al grupo E.ON AG – Alemania.

ENI es una sociedad donde participa el Estado Italiano en el 30,3% del capital social a través del Ministerio de Economía y Finanzas y la Caja de Depósitos y Préstamos, el casi 70% restante es ofrecido en las bolsas de valores de Milán y Nueva York. Se constituye en una de las mayores compañías de nivel mundial que se dedica a las actividades



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

del petróleo y gas natural, energía eléctrica, petroquímica, ingeniería y construcciones en los segmentos más avanzados e innovativos, situando la búsqueda científica y la innovación tecnológica en el centro de sus estrategias por el desarrollo sostenible.

ENI desarrolla actividades operativas en los cinco continentes, y tan solo considerando la venta de gas, más del 63% se realiza fuera del territorio italiano. En el sector específico de la distribución y venta local de gas a los usuarios finales está presente en Bélgica, Eslovenia, Francia, Grecia, Hungría, Portugal, y Argentina desde 1992. El Grupo ENI cuenta con aproximadamente 78.000 empleados y presencia en 90 países.

El grupo E.ON AG conforma una de las mayores compañías energéticas de capital privado del mundo, brinda servicios a aproximadamente 26 millones de clientes en más de 40 países y cuenta con unos 72.000 empleados. E.ON en España, con un equipo de 1.300 profesionales, opera en los mercados liberalizados de generación y comercialización y en el mercado regulado de distribución de energía eléctrica del país, haciendo llegar la energía a más de 670.000 clientes.

II.3. Organización empresarial. Principios rectores. La sustentabilidad.

El Directorio asume la administración de la Sociedad como así también aprueba las políticas y estrategias generales que juzga más adecuadas a los diferentes momentos de su gestión. Actúa y delibera de manera informada y autónoma, en consonancia con el comportamiento individual que deben profesar los directores que lo componen, persiguiendo el objetivo prioritario de la creación de valor sustentable para los accionistas y todos los legítimos portadores de interés para con la actividad de la Sociedad. Su gestión corporativa se rige por un modelo de negocio transparente, regido por principios éticos que aplican a todos sus integrantes y a quienes integran la cadena de valor de la Sociedad.

El Directorio aprueba la macro estructura organizativa y la correspondiente actualización de la misma, la conformación de poderes y las facultades otorgadas a los ejecutivos de la Sociedad, los procedimientos significativos, considera y aprueba el presupuesto y la información económica y financiera e informes que en sus diferentes formas requiere la normativa vigente. A través de la Gerencia de Administración y Control evalúa la idoneidad de la composición organizativa, administrativa y contable general de la Sociedad, con particular referencia al sistema de control interno y la gestión de riesgos. En especial, se examinan y aprueban las operaciones que tengan relevancia estratégica, económica, patrimonial o financiera, considerando singularmente aquellas que puedan ser objeto de conflicto de intereses. Se cuenta con áreas dedicadas a desarrollar, revisar y actualizar en forma permanente los procedimientos necesarios, y para llevar a cabo auditorías sobre los procesos y el debido funcionamiento de los controles establecidos.

La Sociedad tiene constituido y en funcionamiento un Comité de Auditoría integrado por tres Directores, la mayoría independientes, que entre sus principales funciones se encuentran las de supervisar los circuitos administrativos y contables, la efectividad del control interno y la administración de riesgos, como así también la revisión de los planes de los auditores contables, la evaluación y opinión respecto de su desempeño, y la supervisión de la información generada y presentada a los organismos de control societario conforme a normas vigentes.

En su relación con su accionista controlante y sus accionistas que, como tales, pueden formar su voluntad social o ejercer una influencia dominante en los términos del artículo 33 de la Ley N° 19.550 y sus modificatorias (la "LSC"), así como con las partes integrantes de ese grupo económico, la Sociedad mantiene su autonomía de gestión, operando dentro de los límites que establecen el marco regulatorio de la licencia para la prestación del servicio público de distribución de gas natural por redes, la LSC y las disposiciones concordantes tanto de fondo como reglamentarias a las que la Sociedad está sometida.

Los procesos de fijación de objetivos, de delegación de autoridad, de toma de decisiones, de evaluación de los resultados y del desempeño gerencial, se basan en una organización y una estructura lógicas, acordes con la naturaleza del negocio administrado, sus particularidades, necesidades y las disposiciones a cumplir. La configuración de un Sistema Normativo Ecogas ("SNE") y puntos de control adecuados establecen el andamiaje necesario para la previsión y el mejor desarrollo de las actividades que la gestión requiere, junto con su oportuna evaluación y comunicación de resultados.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

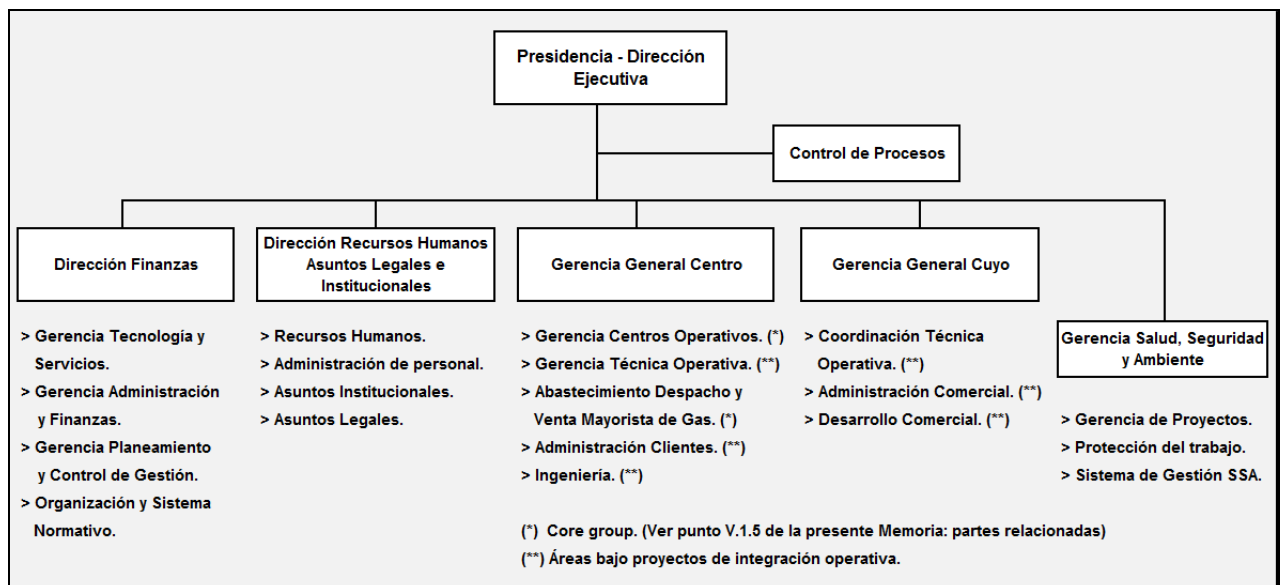
El SNE ha sido desarrollado, tomando como base la amplia y consolidada experiencia de nuestros accionistas, con el objetivo de racionalizar y hacer más eficaz el cuerpo de los documentos que regulan nuestra operatividad empresarial, además de responder con mayor agilidad a los cambios organizativos internos y a la evolución de los contextos normativos en los que se desempeña la Sociedad. Su composición jerárquica se integra por Políticas; Lineamientos Guía para el Management (“MSG”); Procedimientos, Normas y Manuales, e Instructivos. En este contexto se destacan: el Código Ético, que expresa los principios, valores y responsabilidades que orientan su comportamiento hacia claras metas de transparencia, veracidad, coherencia y consistencia; y el denominado Modelo 231 y las Actividades de riesgo y estándares de control, que orientan el funcionamiento de la organización dentro de un adecuado nivel de seguridad y previsibilidad.

La política “La Sustentabilidad” aprobada por Directorio de la Sociedad establece como principio rector que operar de manera sostenible significa, por un lado, crear valor para los stakeholders (partes interesadas), y por otro, utilizar los recursos de modo tal que no comprometan las necesidades de las generaciones futuras, preservando el medioambiente y respetando a la comunidad en su integridad.

La Sociedad garantiza la sustentabilidad de sus actividades por medio de un modelo desarrollado basado en procesos, involucrando a todos los niveles empresariales, y orientado a la innovación y obtención de objetivos de trascendencia, evaluando y gestionando sus riesgos de forma preventiva. La Sociedad, a través de esta política, asume el compromiso al respeto de los Derechos Humanos como base para un desarrollo inclusivo (incluido el crecimiento) de las comunidades, territorios y la productividad de las empresas que operan en el ámbito de alcance de la Sociedad; reconoce que el diálogo, el respeto de las comunidades locales, la evaluación de los impactos de sus actividades, son lineamientos básicos para una eficaz cooperación orientada a la creación de valor para los stakeholders; reconoce que es necesario satisfacer la demanda de energía reduciendo las emisiones de gas que generan un impacto en el ambiente, este punto es uno de los mayores desafíos del mundo moderno y por lo tanto la Sociedad asume, como distribuidora de gas natural, roles activos en ese sentido; entiende que la biodiversidad y los ecosistemas son un recurso imprescindible de la humanidad, por ello la Sociedad considera que su conservación es esencial para un desarrollo sustentable de sus proyectos y de la comunidad en general, comprometiéndose a integrar este objetivo de conservación en sus actividades durante todo el ciclo de vida de sus instalaciones y en todos los contextos donde opera.

En ese marco, la Sociedad se encuentra en el proceso de planificación de metas y asignación de recursos a los fines de poder desarrollar a mediano plazo un informe de Responsabilidad Social Empresaria bajo el lineamiento de sus políticas asumidas en ese sentido.

A continuación se expone un esquema de la estructura organizativa macro de la Sociedad vigente a la fecha de emisión del presente documento:





DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

III. La estrategia

La estrategia desarrollada para superar los condicionantes existentes en estos años difíciles por los que transita el sector energético y en particular el del gas natural, se puede visualizar a través de la información y los conceptos vertidos en la presente Memoria sobre la actividad y los resultados alcanzados por la Sociedad, marcas de su historia y trazas de su actitud para enfrentar el futuro.

La modernización tecnológica, la reorganización, la búsqueda de oportunidades de mejora en todos los ámbitos, hacen que la Sociedad reafirme en hechos sus pautas de uso prudente y eficiente de los recursos disponibles en el contexto actual, dedicados a una prestación del servicio que registra sus resultados dentro de los estándares de seguridad establecidos en las normas que lo rigen.

En ausencia de la vigencia plena de lo establecido en el Acuerdo Transitorio (“AT”) y en el Acta Acuerdo (“AA”) firmados en el año 2008, la Sociedad ha debido sortear de la mejor manera posible las dificultades que el entorno económico, financiero y social le ha planteado durante el ejercicio bajo consideración. La creación del fideicomiso para obras de gas por redes FFA FOCEGAS se constituyó en un medio acotado y todavía insuficiente para revertir los efectos de los incrementos de costos y cubrir las necesidades de inversión necesarias para acompañar el incremento de la demanda. El atraso de más de 14 años en la regularización de su situación contractual hace que las inversiones de ECOGAS, en la actualidad, estén destinadas fundamentalmente a mantener las condiciones de seguridad y operación del sistema de distribución actual, de acuerdo a los estándares de calidad previstos en la normativa vigente para los clientes del sistema.

La Sociedad continúa con sus acciones en satisfacción de las obligaciones asumidas en esos acuerdos y se mantiene en la expectativa de que se regularice y actualice el Cuadro Tarifario abarcativo de todos los aspectos del régimen de transición, a la vez que se inicie efectivamente el proceso de la Revisión Tarifaria Integral, dado que resultan esenciales para el normal desarrollo de su actividad en el corto y mediano plazo.

Las políticas aplicadas han permitido el cumplimiento de los objetivos prioritarios de prestación del servicio a pesar de las circunstancias descriptas, y serán la base de las acciones futuras, pero ello no ha sido ni será posible sin el aporte del capital humano con que cuenta la Sociedad para desarrollar sus actividades, con predisposición a la mejora continua, al desarrollo de nuevas competencias y a la solvente resolución de los problemas y dificultades que se presentan.

IV. La actividad en 2013

IV.1. Cuadro de situación

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

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2013	2012
Clientes	551.907.-	539.709.-
Incremento acumulado desde 1993	319.327.-	307.129.-
Participación en el gas entregado en la Argentina (%) ⁽¹⁾	8,2	7,6
Capacidad de transporte firme contratada con TGN SA (millones de m³ día)	5,52	5,52
Volumen anual de gas entregado en millones de m³	2.647	2.476
Venta bruta anual en millones de \$	348,4	266,4
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ ⁽²⁾	32,2	7,7
Utilidad neta después de Impuesto a las Ganancias en millones de \$ históricos	38,2	13,9
Activo fijo total en millones de \$ ⁽²⁾	480,3	489,6
Monto global de inversiones anuales en millones de \$	25,1	15,8
Inversiones de cada año en millones de dólares estadounidenses ⁽³⁾	4,4	3,0
Inversiones desde 1992 en millones de dólares estadounidenses ⁽³⁾	172,1	167,7

(1) Datos estimados según información publicada por el ENARGAS (Ente Nacional Regulador del Gas) a diciembre de 2013 y 2012.

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

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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Principales indicadores - Datos al 31 de diciembre de cada año	2013	2012
Monto total de impuestos pagados en el año en millones de \$ ⁽⁴⁾	116,4	97,5
Sistema de distribución en kilómetros (kms.)	13.096.-	12.823.-
Incremento del sistema de distribución en kms. respecto del año anterior	273.-	270.-
Incremento del sistema de distribución en kms. desde 1992	7.272.-	6.999.-
Cantidad de empleados	269.-	283.-
Cantidad de clientes por empleado	2.052.-	1.907.-

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

IV. 2 Principales aspectos de la actividad

IV.2.1. La regulación y los principales acuerdos

- La Sociedad desarrolla una actividad regulada y por lo tanto la planificación que realiza del negocio está enmarcada dentro de los límites que establece el contrato de licencia y el marco regulatorio. Dichos límites han sido a su vez modificados existiendo una intervención cada vez más pronunciada por parte de las Autoridades, influyendo en la operación de la Sociedad. No obstante, debe destacarse que la planificación es realizada por el Directorio de la Sociedad teniendo en cuenta los límites antes indicados y, por lo tanto, no existe una planificación centralizada de la sociedad controlante que se deba seguir. Las decisiones y medidas de ejecución de las mismas son consideradas y tomadas por la propia Sociedad.
- En los capítulos siguientes, particularmente en los títulos “IV.2.2. La Gestión”, “IV.2.3. Las inversiones”, “IV.2.5. Las Tarifas”, “IV.2.6 El gas”, “IV. 2.7 El transporte” y “IV.2.8 Los clientes”, se exponen los principales aspectos propios de la actividad de la Sociedad y las incumbencias de los mismos. Dentro del marco regulatorio, su consideración global permite observar que los mismos condicionan relativamente la autonomía de la Sociedad. El capítulo “IV.2.4 La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional” referencia los principales aspectos de la actual normativa que ha afectado ese marco regulatorio, como así también, en él se exponen ciertos hechos y consideraciones que deben ser tenidas en cuenta para una acabada comprensión de la realidad de la Sociedad.

IV.2.2. La gestión

- La Sociedad, conforme a su política central de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas natural en las condiciones pautadas en la Licencia, continúa realizando los esfuerzos necesarios para satisfacer los requerimientos que la demanda exige al sistema de distribución, en especial consideración para los clientes prioritarios del servicio. En particular, en el presente y subsiguientes capítulos se tratan las políticas, objetivos y actividades a tenor y complemento de la política general referida.
- Durante el ejercicio se incrementó el sistema de distribución en 273.848 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 6.030 nuevos servicios. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 2,12% con respecto al total del 31/12/12. Al finalizar 2013, el mismo alcanza una extensión aproximada a los 13.096 kms. de redes y gasoductos. El crecimiento acumulado desde diciembre de 1992 es de 124,86% sobre redes y gasoductos recibidos.
- Aún cuando la actividad de la Sociedad no genera residuos contaminantes, la preservación y protección del medio ambiente forman parte de sus políticas y objetivos principales. Las operaciones se ajustan en forma sustancial a las normas y procedimientos relativos a esta materia. En el transcurso del año, se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas, por el cual se relevaron aproximadamente 3.697 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 854 inspecciones, y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- Se realizaron aproximadamente 1.619 actualizaciones y anteproyectos de suministros para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 145.052 llamadas con un 85% de eficiencia de atención



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

dentro de los 40 segundos. Con respecto al ejercicio anterior se produjo un incremento importante de llamadas que llegó a 29,4%. Cabe destacar que durante los meses de agosto a diciembre se implementó un programa específico para incrementar los niveles de eficiencia, obteniéndose, a partir de ese mes, índices entre 94% y 98%. También se realizaron 2.265 verificaciones de consumos vinculados entre otros aspectos, a la facturación de consumos y procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de aproximadamente 3.323.000 facturas.

▪ Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 kms. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

En el marco de las leyes N° 26.019, N° 26.095 y los decretos mencionados, se suscribió un acta acuerdo con el MPFIPyS (en el marco de sus facultades otorgadas por la ley), la Secretaría de Energía de la Nación (como Organizador), el ENARGAS (como Representante del Organizador), el Gobierno de la Provincia de Mendoza, la Municipalidad de Malargüe, Nación Fideicomisos S.A. (como Fiduciario), y la Sociedad (como Gerente de Proyecto designado). El acuerdo establece la intención de las autoridades de licitar la ejecución y financiamiento de la obra del gasoducto de alimentación a Malargüe. Luego de dos llamados a concurso realizados en los años 2008 y 2009 en los términos previstos en la Resolución SE N° 663/2004, que por distintas razones resultaron sin adjudicación, en abril de 2010 se realizó el tercer llamado. En junio de 2010 se procedió a la apertura de sobres.

En setiembre de 2010 la Sociedad comunicó el resultado del concurso a Nación Fideicomisos S.A. y al Organizador, exponiendo que las condiciones técnico-constructivas de la oferta calificada se ajustaron razonablemente a lo requerido en los pliegos, al tiempo que sometió a consideración de las autoridades lo atinente a la oferta económico-financiera.

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra. Por su parte, Nación Fideicomisos S.A. manifestó a la Sociedad su conformidad para proceder a la adjudicación de la obra al oferente calificado, en los términos y condiciones expuestos por la Sociedad, las cuales fueron comunicadas a la firma oferente en el mismo mes de octubre junto con la adjudicación que se le otorgara por parte de Nación Fideicomisos S.A. Posteriormente se concretó el financiamiento adicional del 30% remanente a través de un Acuerdo de Financiamiento entre la Nación y la Provincia de Mendoza. En diciembre de 2011 se suscribió el contrato de Fideicomiso entre el Organizador, Nación Fideicomisos S.A., la Sociedad y el ENARGAS. Finalmente, el 21/06/12 Nación Fideicomisos S.A. informó al BNDS de Brasil el desistimiento del financiamiento ofrecido, y en aceptación de esa nota, la empresa adjudicataria solicitó la devolución de la garantía de la oferta oportunamente presentada, dándose por concluido el proceso licitatorio.

En octubre de 2012, a solicitud del Organizador, la Sociedad ha procedido a la firma de un acta de prórroga por 6 meses del Contrato de Fideicomiso en virtud de la cual habiendo vencido el término antedicho, el Fiduciario se encuentra habilitado para dar inicio a la liquidación anticipada del Fideicomiso Financiero. A la fecha del presente documento, habiéndose cumplido el nuevo plazo extensivo sin que se produjera ningún hecho que modifique el estatus del proyecto, se procedió a solicitar al Organizador la liquidación del Fideicomiso Financiero.

▪ Ratificando la aplicación de su política de manejo prudente y austero de los recursos, la Sociedad continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos del aumento generalizado de precios se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento de esos mayores costos en las tarifas, sin perjuicio de lo que resulta de la aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** (emitida el 27/11/12) y normativa concordante, según se expondrá más adelante. Por otra parte, los



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.

- Se aplicaron las escalas salariales acordadas en 2012 hasta el 30/04/13 y a partir del 01/05/13 las aplicables conforme se convinieran en el ejercicio 2013 hasta el 30/04/14, en el marco del Convenio Colectivo de Trabajo vigente.

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

- Como parte esencial de la política de formación y desarrollo de colaboradores y autoridades, se ejecutó el plan anual de capacitación en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 8.688 horas/hombre.
- Se mantuvo la práctica de políticas financieras definidas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de efectivo de la Sociedad, constituyendo una seria dificultad el mantenimiento del valor de los activos financieros, a consecuencia de la tasa de interés pasiva y la modificación del tipo de cambio en relación con la variación real de los precios.
- En el marco del objetivo de mejora continua, se prosiguió con el desarrollo del programa denominado Meta 2015 enfocado en la modernización y mejora de las distintas actividades que se desarrollan en la Sociedad, con fuerte base tecnológica, promoviendo desde el cumplimiento de la normativa en vigencia, los cambios estructurales y las sinergias operativas posibles para lograr una organización más flexible y moderna con desempeños superadores de estándares operativos de calidad y seguridad en todos los ámbitos, y niveles crecientes de transparencia y confiabilidad de su sistema de control interno.

El Directorio de la Sociedad aprobó una nueva estructura organizativa concebida para operar consolidando funciones, integrándose en áreas comunes de las distribuidoras ECOGAS, con el objetivo generar sinergias, alcanzar mayores estadios de eficiencia y potenciar las mejoras en el servicio prestado a los clientes, reforzando, en ese sentido, la capacidad operativa y comercial.

- Entre otras actividades concretadas y en ejecución, durante el ejercicio se avanzó en la implementación de cambios en la organización del área de Tecnología de Información y diversas áreas operativas con el fin de crear una estructura ágil y flexible, alineada con las estrategias del negocio; se instrumentaron mejoras sustantivas en el sistema integral de cobranzas y se progresó en el mayor aprovechamiento de recursos con mayor efectividad en los resultados, a partir de la reforma de la estructura y funcionamiento del centro de atención telefónica, al igual que los aspectos relativos a despacho de gas, desarrollo comercial y contratos de abastecimiento y venta de gas. Se definió el plan de trabajo de los proyectos para la unificación de estructuras y funciones en las áreas operativas de las dos distribuidoras ECOGAS, integrando las funciones comunes y definiendo las mejores prácticas. También fueron prioridad las obras que en Planta Godoy Cruz permitirán el traslado de la sucursal Mendoza en el primer semestre de 2014.

Se implementó exitosamente la emisión de la factura digital, con el propósito de brindar al cliente un servicio más cómodo, ágil y sencillo para la recepción y pago de su factura de servicio de distribución de gas. También, con igual resultado, se llevaron a cabo las implementaciones de los proyectos de un nuevo y moderno sistema de despacho de gas y el de alta electrónica de clientes, que contempla las gestiones de gasistas matriculados vía Web, y las fases que facilitan diversas gestiones -también por parte de clientes-, tales como la confección de la solicitud de servicio, el cambio de titularidad y el requerimiento de bajas o rehabilitaciones.

Se finalizaron las etapas de selección de una nueva plataforma de desarrollo de sistemas y de la contratación del apoyo técnico necesario, al tiempo que se realizaron los relevamientos y diseños para la implementación de los módulos Gestión del Capital Humano ("HCM") y Mantenimiento ("PM") del sistema SAP (aplicación en uso en lo administrativo-contable), que permitirán reemplazar sistemas de diseño propio, reduciendo costos de mantenimiento y automatizando más operaciones, con los consecuentes beneficios para los procesos de carga y menor circulación de formularios en papel. Adicionalmente, se dio comienzo a la primera etapa de implementación del módulo HCM relativa al tratamiento de la nómina y liquidación de haberes. Se trabajó en el desarrollo de una nueva arquitectura para



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

aplicaciones con inclusión de los aspectos de seguridad; se inició el programa de modernización de la infraestructura de datos y comunicaciones, la incorporación de nueva tecnología en dispositivos de lectura de grandes consumos, y la instalación y actualización de software a partir de la adquisición de nuevas licencias.

- Se ejecutaron las actividades programadas respecto a las adecuaciones necesarias en los procedimientos, así como también a cambios en controles existentes y a modificaciones de la estructura necesarias a partir de la redefinición de los puestos de trabajo. Se desarrollaron e incorporaron nuevos instrumentos normativos y sus formularios asociados y guías prácticas requeridas. Se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Asimismo, se realizaron ajustes en los sistemas para dar cumplimiento, en tiempo y forma, a los cambios regulatorios, principalmente los referidos a la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**. También se evaluaron y priorizaron los requerimientos para el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se culminó el desarrollo y aprobación de los procedimientos relacionados con el Sistema Integrado de Gestión de Salud, Seguridad y Ambiente (“SIGSSA”). Con relación a los procedimientos ambientales se realizó una revisión integral de los mismos en el marco de los estándares definidos por la Sociedad. Se concretaron las obras correspondientes al proyecto de reingeniería de ambientes y puestos de trabajo en la sede del Centro Integral de Atención al Cliente y en las áreas técnicas y administrativas de Planta Godoy Cruz, con premisas de lograr mayor iluminación, ventilación, climatización, circulación y seguridad en los ambientes de trabajo. En materia del cuidado de la salud además de los estudios médicos periódicos a un tercio del personal, se realizó la Campaña de Vacunación Antigripal y Antitetánica. La implementación del SIGSSA se completó con jornadas de capacitación y difusión de los procedimientos que lo componen, totalizando más de 2.300 horas de formación al personal en todos los sitios de trabajo, y con el desarrollo de actividades de control operativo en el campo de operaciones.

En el ámbito de Planta Godoy Cruz se participó activamente en el “Simulacro de Situaciones de Emergencia: Sismo e Incendio” desarrollado por Defensa Civil de la ciudad de Mendoza. El ejercicio se practicó sobre la base de supuestos de catástrofes por sismos seguidos de incendios en las instalaciones.

IV.2.3. Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2013 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.
- Para atender los requerimientos de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), gestionó ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras: Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10/11/10 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 07/06/11, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones efectuadas. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las mismas. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Finalmente, el 13/06/13 se procedió a la inauguración formal de la



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Planta Compresora que abastece a San Juan y se suma a otras habilitaciones de obras de menor envergadura incluidas en este Convenio.

- En el contexto de la necesidad de ampliar la capacidad del sistema de distribución de gas natural en el ámbito de la Provincia de Mendoza, a principios de mes de mayo de 2013 la Sociedad concretó un Convenio de realización de Obras por parte del Gobierno de Mendoza, las que serán transferidas a la Sociedad para su operación en el marco de la normativa vigente.

Este importante convenio define la realización de obras de potenciamiento de la infraestructura de Distribución en la provincia, para satisfacer la demanda de consumo proyectado para los años 2013–2015, implicando en ese periodo una inversión del orden de los \$40 millones. Asimismo, sus proyectos se complementan con otras obras que la Sociedad ha solicitado realizar al “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”– en el marco de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**.

- En el transcurso del año se habilitaron las obras del subsistema San Juan y de los subsistemas San Rafael y General Alvear, comprometidos en el Convenio suscrito con la Nación y las provincias de Mendoza y San Juan en el año 2010. Asimismo, al cierre del ejercicio la ampliación del sistema de almacenamiento de Malargüe se encuentra prácticamente finalizada. En este marco, se están dando curso a las nuevas factibilidades requeridas en la provincia de San Juan y a las solicitudes de las localidades de San Rafael y General Alvear en la provincia de Mendoza.

- En función de la evolución y criticidad del sistema, a partir de agosto de 2013 se ha comenzado a condicionar a las nuevas factibilidades en los departamentos involucrados en el denominado Gasoducto del Este de la provincia de Mendoza y en la propia ciudad de Mendoza capital, así como también en Villa Mercedes y Merlo de la provincia de San Luis. Estos condicionamientos se encuentran supeditados a la ejecución y habilitación de las obras contempladas en los Convenios de ampliación del sistema de distribución suscritos con los Gobiernos de las provincias de Mendoza y San Luis.

- En línea con lo expuesto, a partir de noviembre de 2013 también se comenzaron a condicionar nuevas factibilidades en las localidades de Chacras de Coria -Departamento de Luján-, Colonia Segovia –Departamento de Guaymallén- y distritos varios en los Departamentos de Tunuyán y Tupungato, en la provincia de Mendoza.

- La Sociedad previó en su presupuesto 2013 inversiones por valor de \$29,5 millones. El total de inversiones ejecutadas durante el año fue de \$25,1 millones. Las inversiones pendientes de realizar fueron reprogramadas para desarrollarse en 2014, principalmente por la falta de aprobación por parte del Comité de Ejecución del FFA FOCEGAS de los proyectos de Expansión incluidos en el Plan de Obras 2013. Los proyectos considerados prioritarios se incluyeron nuevamente en el Plan de Obras 2014, y su ejecución se encuentra condicionada a la aprobación del plan presentado.

- Se llevaron a cabo y/o se encuentran en ejecución las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión, y de gasoductos de alta presión; construcción de ramales de alimentación; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes e incorporación de by pass en las que se encuentran aisladas; adquisición de medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; obras de remodelación de oficinas; renovación del parque automotor; y otras inversiones menores.

IV.2.4. La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- La Ley N° 25.561 publicada el 07/01/02 (“**Ley de Emergencia**”), declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, hasta el 31/12/03, fecha que fue prorrogada sucesivamente por otras leyes, siendo la prórroga vigente la ordenada hasta el 31/12/15 por **Ley N° 26.896**.

El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) creada por **Decreto PEN N° 311/2003**.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ La Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”) un Acuerdo Transitorio (“AT”) el día 08/10/08, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el “Contrato”).

Asimismo, también el día 08/10/08 la Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del PEN un Acta Acuerdo (en adelante “AA”), en la que se convino además la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

▪ Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05/12/08 y 10/12/08 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y de no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por “PPI” (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08/04/09.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la **Ley N° 25.790**, y ratificada por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15/04/10.

▪ Tanto el AT como el AA prevén un Régimen Tarifario de Transición (“RTT”), que aún no ha sido plenamente aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene, entre otros, los siguientes derechos:

- A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 01/09/08 (segmentado por categorías de clientes) de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
- A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencare a aplicarse oportunamente.
- A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 01/09/08, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. Desde diciembre de 2009 la Sociedad viene presentando al ENARGAS las solicitudes de ajuste por aplicación del MMC. El ENARGAS aún no ha aplicado plenamente los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el Poder Ejecutivo, aspecto cumplido con el dictado del citado Decreto N° 235/2009.

El AA establece la realización de un proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 01/09/08 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15/10/08 y estar finalizada para el 28/02/09 y después para el 30/09/09, a la fecha del presente documento no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, los lineamientos para la determinación del costo del capital, entre otros.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 03/06/09, 05/11/09, 29/04/10 y 26/07/10 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 05/10/11 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15/11/11 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción. Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.

El 29/12/11 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Otorgante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizando las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16/11/12 la Sociedad emitió una nota dirigida a la autoridad regulatoria solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo, se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21/11/12 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

- El 27/11/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.407/2012**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión (ver “Tarifas de distribución” del presente documento).

Como parte de los compromisos asumidos en el Acta mencionada, con fecha 12/12/12 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa por ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras, (i) la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionadas por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; y (ii) y la llamada “Obras con Financiamiento”, son las obras o proyectos incluidos en el plan de inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida a la cancelación total del financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.

En enero de 2013 Las Partes suscribieron el Manual Operativo previsto en el Contrato de Fideicomiso. En el mes de abril la Sociedad recibió la comunicación respecto de la constitución del Comité de Ejecución del Fideicomiso (“CEF”) que prevé la normativa, y de la aprobación parcial del Plan de Obras 2013 presentado oportunamente por la Sociedad, quedando sujeto a análisis adicionales por parte del CEF los proyectos de expansión.

Respecto de la aplicación de esta resolución y a los efectos de agilizar la operatoria prevista para hacer frente a los pagos de los compromisos asumidos en el Plan de Inversiones, se solicitó a Nación Fideicomisos S.A. (“NF”) el adelanto de los fondos que se generasen hasta el 30/09/13 para ser aplicados a las obras y servicios aprobados expresamente por el CEF, lo que fue efectivizado por NF.

El 18/12/13, mediante la **Resolución ENARGAS N° I-2.767/2013** se modifica y complementa la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**, estableciéndose que a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el “Plan de Inversión de Consolidación y Expansión”, cada proyecto será identificado bajo la característica de “Obra por Protocolo de Seguimiento” u “Obra por Certificación de Avance”, siendo estas últimas las que se ejecutarán y administrarán de acuerdo a lo establecido en el FFA FOCEGAS. Asimismo, dispuso que las Distribuidoras deben depositar en el Fideicomiso aquellos valores correspondientes a los Montos Fijos percibidos necesarios para cumplir con los desembolsos previstos en el Plan de Inversiones vigente de aquellos proyectos que se gestionen bajo la modalidad de “Obras por Certificación de Avance”, como así también, los necesarios para hacer frente a los pagos de servicios de financiación, impuestos, tasas y otros gastos necesarios para el funcionamiento de cada FFA FOCEGAS suscripto por cada Prestadora.

En el marco expuesto, Las Partes celebraron el 19/12/13 la Primera Adenda al Contrato de Fideicomiso, que modifica los montos fijos netos y sustituye al Manual Operativo por uno nuevo, dejando constancia que todo aquello que no es modificado en la Adenda se mantendrá según se encuentra definido en el Contrato de Fideicomiso suscripto el 12/12/12.

El CE informó a la Sociedad con fecha 23/01/14 que las obras del Plan de Inversiones 2013 cuya ejecución se prevé en 2014, son consideradas como Obras por Protocolo de Seguimiento.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Adicionalmente, el 06/01/14 la Sociedad presentó al CE el Plan de Obras 2014, luego de que este organismo le concediera el tiempo de prórroga suficiente para su presentación, que originalmente debía concretarse antes del 01/10/13.

IV.2.5. Las tarifas

IV.2.5.1 Tarifas de distribución

- A partir de la firma del AT y el AA del 08/10/08 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del RTT previa emisión de los respectivos Cuadros Tarifarios por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha del presente documento.
- Respecto de las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe y el reconocimiento de mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora Cerro Mollar gestionado por la Sociedad, en el subtítulo “El gas” se tratan sus aspectos centrales, dentro del contexto de general de provisión de gas a esa localidad mendocina.
- El 27/11/12 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** por la que se aprueba a partir del 29/11/12 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS mediante Nota N° 13.516 de fecha 30/11/12; (ii) determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso, los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión” que serán utilizados exclusivamente para los fines expuestos en oportunidad de comentar en el capítulo inmediato anterior el contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración firmado el 12/12/12 entre la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS; (iii) define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución, a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; (iv) además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y (v) que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente.

IV.2.5.2 Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- En la **Resolución ENARGAS N° 3.466/2006** del 23/03/06, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, efectuada por la misma autoridad regulatoria, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/07/05, motivo por el que se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los periodos estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 01/05/08. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

- Con fecha 10/10/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** por la que se aprueba a partir del 01/09/08 un nuevo cuadro tarifario que: (i) reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución SE N° 1.070/2008 (comentada en el apartado “El gas” del presente documento) a partir del 01/09/08; y (ii) de acuerdo con lo establecido en el AT, fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) sin reconocer las diferencias acumuladas a favor de la Sociedad entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas. En este sentido, el Acta Acuerdo establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.
- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que se aprueba a partir del 01/11/08 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución SE N° 1.417/2008 del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

IV.2.6. El transporte

- Entre todos los acuerdos que se encuentran vigentes a la fecha de cierre del presente documento, la Sociedad cuenta con una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día.

El Gobierno Nacional mediante la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** creó un programa denominado “Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros” para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGP1 y 2, aunque tales clientes se abastezcan del GCO que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

- A finales de setiembre de 2005, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”).

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad un total de 1.407.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2). La Sociedad desconoce los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 1,8 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello, a su vez, depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha de emisión del presente documento se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la **Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006** se excluyen a las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para reparar las obras de ampliación. Mediante la **Resolución ENARGAS N° 3.689/2007** del 09/01/07 se determinaron los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Específico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

El 28/06/07 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 409/2007** por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31/12/07. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09/12/10 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 2.289/2010** que si bien modifica, con vigencia 01/12/10, los valores de los Cargos Específicos I y II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Específico I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico II.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

▪ El 10/03/11 TGN SA comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme TGN N° 01/2011 (“CA03”), ofreciendo, entre otras, capacidad de transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad, aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una Oferta Irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de TGN para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Con fecha 29/04/11 TGN SA comunicó las adjudicaciones del Concurso CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.

A raíz de ello, la Sociedad y TGN SA iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando el 29/11/11 un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06/12/11 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.

IV.2.7. El gas

▪ Con fecha 14/06/07 se publicó la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la Propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los Productores en el Acuerdo 2007-2011 y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas, la Sociedad ha puesto oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

En este contexto, con fecha 30/09/10 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENARGAS N° I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria.

A la fecha del presente documento, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas previstos en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29/12/11, ante el inminente vencimiento (al 31/12/11) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 (publicada en el Boletín Oficial el 05/01/12) que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

▪ En el marco de la **Resolución ENARGAS N° 1.410/2010** y del PET (Programa de Energía Total), mediante **Nota ENRG N° 05298** del 13/06/13 se instruyó a las Transportistas que el desbalance semanal que generen las Distribuidoras por la demanda prioritaria sea cubierto mediante transferencia del gas inyectado por Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) al sistema nacional de transporte, en su calidad de Proveedor de Última Instancia. Dicha medida no debería tener impacto económico para la Sociedad en virtud de que el gas de ENARSA sería a los precios vigentes para el gas correspondiente a la demanda prioritaria.

▪ Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

proyección de demanda y la oferta disponible. En virtud de la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010 y a partir de su implementación, debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.

- El 01/10/08 por **Resolución SE N° 1.070/2008** se ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscrito el 19/09/2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 01/09/08, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la **Resolución ENARGAS N° I/409/2008**, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución SE N° 1.417/2008** del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la **Resolución SE N° 1.070/2008**, que implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE N° 1.070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 08/03/12 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas (“A3”), que tiene por objeto prorrogar desde el 01/01/12 y hasta el 31/12/12 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no han firmado la addenda A3 (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución establece que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a esta resolución, YPF S.A. ha formulado reservas de derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

- Con fecha 20/03/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.

- La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la **Resolución ENARGAS N° I-2.087/2012**.

- Con fecha 02/05/12 la Sociedad fue notificada, mediante Nota del ENARGAS N° I-4.926 de fecha 25/04/12, que YPF S.A., en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la addenda A3 mediante un acuerdo individual suscrito entre esa empresa y la SE con fecha 19/04/12, según lo informado por la SE en su Nota SE N° 2.323 del 23/04/12. En virtud de la fecha del acuerdo individual mencionado, los efectos de la addenda A3 tendrán vigencia para YPF S.A. para las entregas de gas que se producen desde el 01/04/12 hasta el 31/12/12. Si bien por los periodos



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

posteriores la SE no comunicó formalmente ninguna prórroga al A3, en los hechos se sigue operando bajo los criterios del mismo y en ámbito de la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010.

- Con fecha 12/06/12 se emitió la **Resolución SE N° 277/2012** donde se aprueban la primera y la segunda Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que prorrogaron desde el 01/01/10 hasta el 31/12/11 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.
- El 27/11/08 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la **Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008** reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determinase el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la **Resolución ENARGAS N° I/563/2008** del 15/12/08. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por **Resolución ENARGAS N° I/730/2009** del 27/04/09 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1° escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04/06/09 la Sociedad fue notificada de la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009** por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° del país entre el 01/05/09 y 31/08/09, al tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la **Resolución ENARGAS N° I/730/2009**. La Sociedad actúa en nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

El 18/08/09 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del **Decreto PEN N° 2.067/2008** percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30/09/09 el plazo establecido por la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009**; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el periodo comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el periodo comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones administrativas de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

- Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1.707/2011** del 26/04/11 para el año 2011, por **Resolución N° I-2.200/2012** del 05/06/12 para el año 2012, y por **Resolución ENARGAS N° I-2.603/2013** del 18/06/13, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1° de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre. De estos beneficios quedan exceptuados los usuarios que hayan renunciado voluntariamente al subsidio del Estado Nacional y aquellos que hubieran sido alcanzados por la eliminación o quita de los subsidios en función de la Disposición Conjunta SSC y CG N° 207 y SSP N° 714 del 03/11/11, concordantes y complementarias. Se estableció, además, que las bonificaciones implementadas deben aplicarse sobre el monto anualizado del cargo neto de subsidio correspondiente a las facturas de los periodos mencionados.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/2011** del 25/12/11 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios residenciales comprendidos en ciertas zonas geográficas que la misma resolución establece, y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la Resolución **ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar el Cargo **Decreto N° 2.067/2008** en forma completa según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011, a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: **(i)** extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, **(ii)** servicios para la aeronavegación, **(iii)** servicios de telecomunicaciones, **(iv)** servicios de banca y financieros, **(v)** servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, **(vi)** refinación de petróleo, **(vii)** procesamiento de gas natural, **(viii)** elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, **(ix)** agroquímicos.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.

El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. Estas resoluciones se informan seguidamente:

(i) En el transcurso de 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael, y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de TGN SA y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y N° 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, N° 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

(ii) El 10/09/09 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal ("CNACAF") resolvió como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El 21/09/09 el ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821.

(iii) Con fecha 26/09/11 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados "Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas", y su acumulado "Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael", por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo de la cuestión.

▪ El 07/05/12 se publicó la **Ley N° 26.741** que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27/07/12 se publicó el **Decreto PEN N° 1.277/12** que reglamenta la Ley N° 26741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

▪ Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos .

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión, la cual, durante la gestión de Gas del Estado SE (“GdE”), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad; el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad; y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe.

Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por este yacimiento y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30/04/07 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y la distribución del gas natural a la estación de GNC. El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC. Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Luego, el 05/07/07 el **ENARGAS** comunicó a la Sociedad su **Resolución N° 030/2007** del 29/06/07, por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que “...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI...” y que “...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS...”.

El 20/09/07 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”). Mediante sentencia del 12/05/11 el tribunal resolvió ese recurso pronunciándose sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”). Mediante sentencia del 14/02/13 la CSJN en autos “Recurso de hecho deducido por el Estado Nacional – Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios en la causa Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS (Exp. 12142/07)” resolvió dejar sin efecto el acto que denegó el recurso extraordinario del MPFIPyS debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. Cumplido el trámite ordenado por la CSJN en cuanto al traslado, mediante sentencia del 06/06/13 la CNACAF (Sala II) resolvió “denegar el recurso extraordinario interpuesto por el Estado Nacional – MPFIPyS, con costas”. En contra de tal denegatoria, con fecha 26/06/13 el MPFIPyS interpuso Recurso de Queja, el cual está actualmente ante la CSJN pendiente de resolución juntamente con el Recurso de Queja oportunamente interpuesto por el ENARGAS.

- Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Por Ley N° 26.019 del 02/03/05 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el periodo mayo 2010–abril 2011. Para julio de 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

- Hasta el mes de junio de 2013 los productores estaban asignando las cantidades efectivamente consumidas por Malargüe en igual periodo del año 2012. A partir de julio de 2013 entró en vigencia una nueva prórroga del acuerdo. Para ambos casos las cantidades asignadas han resultado suficientes para el abastecimiento hasta el 31/12/13.

- Por **Resolución ENARGAS N° I-2.621**, del 10/07/13, se dispuso que las Distribuidoras facturen por cuenta y orden de ENARSA los volúmenes de gas que, como consecuencia de la aplicación del “Mecanismo de Asignación de GNC”, fueran asignados a partir de junio de 2013 por cada licenciataria a ENARSA para el abastecimiento a las estaciones de GNC, y cuyo precio fuera establecido por la Resolución SE N° 1.445/2012. En materia de gastos derivados de la operatoria, mediante acuerdo con ENARSA la Sociedad logra la neutralidad económica requerida por la citada resolución del ENARGAS.

IV.2.8. Los clientes

- En el contexto de las previsiones contenidas en el Marco Regulatorio, ante los nuevos requerimientos de clientes que solicitan conectarse al servicio en aquellas zonas en donde resulta necesario repotenciar la infraestructura para el abastecimiento de gas, se solicita a los mismos el financiamiento de los refuerzos necesarios como condición imprescindible para otorgar la factibilidad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- La evolución del ejercicio muestra un crecimiento neto de 12.198 clientes, lo que significa un total al cierre del mismo de 551.907, un incremento aproximado de 2,26% respecto de 2012, y un crecimiento acumulado de aproximadamente 137,3% por sobre el valor al inicio de la Licencia. En particular, y si bien no hubo nuevas altas durante el ejercicio 2013, se destaca el crecimiento operado en los últimos años en el número de estaciones de GNC conectadas al sistema, que al cierre totalizan 214, en contraste con las 86 que existían al 31/12/01. La principal causa que motiva el crecimiento del número de clientes se encuentra en los mayores precios de los combustibles alternativos y sustitutos frente al congelamiento de las tarifas del gas natural y a pesar de los cargos tarifarios que rigen en la actualidad.
- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2013, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de unbundling de gas y disponibilidad de transporte y distribución, particularmente en el marco de de los **Decretos PEN N° 180 y 181** de 2004, de las **Resoluciones SE N° 752/2005, SE N° 2.020/2005, SE N° 275/2006, ENRG N° 1.410/2010**, y normativa complementaria.
- 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 desde el año 2004 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes GNC Firmes y SGP con consumos superiores a 108.000 m³/año (3° escalón), y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.
- Las cifras relativas a los volúmenes de gas entregado discriminados en los principales segmentos de mercado, comparados con los correspondientes al ejercicio anterior, se exponen en el siguiente cuadro:

Volúmenes de gas entregado por principales segmentos	Millones de m ³ de gas		Variación en	
	31/12/13	31/12/12	Mm ³ (*)	%
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	909,6	868,6	41,0	4,7
GNC	310,6	312,5	(1,9)	(0,6)
Grandes clientes	1.312,9	1.176,7	136,2	11,6
Otros	113,7	118,1	(4,4)	3,7
Total del volumen de gas entregado	2.646,8	2.475,9	170,9	6,9

(*) Millones de metros cúbicos de gas.

El volumen total de gas entregado aumento en 6,9% con respecto a 2012. La mayor demanda total obedece a distintos factores que incidieron en diferente sentido. En 2013 el clima de la región presentó un invierno cuya crónica térmica acumulada lo define con un 5% más cálido que el promedio, a pesar que agosto y setiembre fueron más fríos que la media para esos meses. No obstante, en el presente ejercicio el crecimiento de la demanda prioritaria estuvo en el orden de 4,7% por encima de los consumos de 2012, y también levemente superior a lo previsto en el presupuesto anual. Esto se debe en parte al incremento del total de clientes servidos (3,2%), y principalmente por el incremento de consumos específicos en el uso doméstico atribuible a la percepción de bajo costo del gas natural y en consecuencia, a la falta de incentivos para moderar su uso. El consumo de las GNC en 2013 presenta una baja de 0,6% cortando la tendencia de incrementos del consumo de estos clientes que fuera reiniciada en el ejercicio 2010. Los Grandes Usuarios muestran también un mayor volumen de consumo total en 2013 con un incremento de 11,6%, pero en su desagregación se observan: (i) tres rubros con aumento: entre ellos el destacado es el de las usinas con un incremento interanual de 13,4%; el petrolero con un incremento de 6,4% y el rubro “varios” con un aumento de 10,4%; y (ii) todos los restantes rubros con disminución en su consumo: las principales variaciones negativas están en el de vidrieras con 21,8% menos, le siguen las ceramistas con una caída de 10,9%, y las cementeras y caleras con una baja de 3,8%. Los restantes clientes incluidos en “Otros” experimentaron un moderado 3,7% de incremento en el volumen demandado.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

Ventas brutas por principales segmentos (sin Otras ventas)	Millones de pesos (M\$)		Variación en	
	31/12/13	31/12/12	M\$	%
Prioritarios (residenciales, servicios generales P; Subdistribuidores)	283,0	208,0	75,0	36,1
GNC	13,3	13,0	0,3	2,3
Grandes clientes	33,7	29,2	4,5	15,4
Otros	8,6	8,1	0,5	6,2
Total de ventas	338,6	258,3	80,3	31,1

En 2013 las ventas brutas en pesos continuaron afectadas por la pesificación y la falta de ajuste de las tarifas de distribución y transporte desde 1999, excepto por los incrementos en el precio del gas dispuestos por el ENARGAS y la aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 y normativa concordante –relativas al FFA FOCEGAS-. Las ventas a clientes prioritarios se incrementaron entre los ejercicios comparados (2013 versus 2012) un 36,1% en función del mayor volumen de gas consumido y el efecto del crecimiento del número de clientes conectados a la red de distribución. Clientes estos que cuentan con tarifas de gas natural congeladas frente a los mayores precios que registran los combustibles alternativos y sustitutos. Específicamente, la venta a residenciales se incrementó 38,1% con respecto a 2012, guarismo que incluye una suba de aproximadamente de 32 % en la facturación 2013 por aplicación de la Resolución ENARGAS N° I-2407/12. La venta en pesos se mantiene afectada por la aplicación de las resoluciones ENARGAS N° I/451/2008 y N° I/568/2008 que trasladaron incrementos en el precio del gas natural a determinados segmentos de la demanda residencial a partir del 01/09/08 y 01/11/08, respectivamente. La facturación a Grandes clientes presenta una variación positiva de 15,4%, que es producto de un incremento importante en las ventas a las usinas (22,9%) y un promedio de aumento de 13,3% de las restantes rubros. Entre éstos, los que se destacan con incrementos en la facturación están las petroleras, las alimenticias, y las del segmento de “varios”, seguidos de un aumento moderado en lo facturado a cementeras y caleras. En contra partida, las ventas correspondientes a las industrias vidrieras y ceramistas sufrieron un retroceso moderado, reduciendo el efecto del incremento de los otros rubros. La facturación a las GNC (a pesar de un leve menor volumen operado comparado), al igual que los comercios y las pequeñas y medianas industrias consolidan su recuperación con pero con subas más moderadas.

V. Los resultados

V.1. Situación económica-financiera

V.1.1. Situación patrimonial comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Activo Corriente	196.557	155.079	41.478
Activo No Corriente	499.133	495.960	3.173
Total Activo	695.690	651.039	44.651
Pasivo Corriente	108.426	78.463	29.963
Pasivo No Corriente	99.831	94.704	5.127
Total Pasivo	208.257	173.167	35.090
Patrimonio Neto	487.433	477.872	9.561
Total Pasivo más Patrimonio Neto	695.690	651.039	44.651

El incremento de los Activos Corrientes entre ambos cierres por \$41,5 millones obedece a un incremento del total en Efectivo y equivalentes al efectivo por \$28 millones⁽¹⁾, aumentos de Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por \$10,7, de Otros activos financieros por \$2,1 millones, y un neto de los restantes rubros de \$0,7 millón.

(1) Incluye \$22,8 millones correspondientes a montos cobrados de acuerdo a lo establecido a la Res. ENARGAS N° 2.407/2012 y concordante, que serán destinados exclusivamente a la realización de las obras aprobadas en el “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” bajo la modalidad de “Obras de Protocolo de Seguimiento”.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El incremento de los Activos No Corrientes por \$3,2 millones tiene su origen fundamentalmente en la evolución de los siguientes rubros: **(i)** Propiedades, planta y equipo que registra una disminución de \$2,6 millones, por efecto de la suma neta entre el total de las altas en 2013 (\$22,1 millones), el total de depreciaciones anuales (\$23,7 millones) y el valor residual de las bajas del ejercicio (\$1 millón); **(ii)** los Activos intangibles que se incrementaron en \$2,5 millones, por efecto de la suma neta entre el total de altas del año (\$3 millones) y las amortizaciones del ejercicio (\$0,5 millón); **(iii)** el Saldo a favor impuesto a las ganancias que se incrementó en \$4,3 millones; y **(iv)** una disminución de \$1 millón que acusa el rubro Otros activos financieros.

Los Pasivos Corrientes aumentaron en \$30 millones por el efecto de aumentos de diferentes proporciones en los rubros que los componen. Fundamentalmente, debido a que: **(i)** las Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar se incrementaron en \$4,6 millones (básicamente por una variación de \$4,7 millones de mayores saldos que componen el rubro Otros proveedores de bienes y servicios, que se ajusta hacia abajo con el neto de sub-rubros varios); **(ii)** las Remuneraciones y cargas sociales crecieron \$2,7 millones; **(iii)** las Cuentas a pagar a entidades relacionadas aumentaron \$1,6 millones; **(iv)** las Provisiones subieron \$4,7 millones en concepto de juicios y reclamos; **(v)** el Impuesto a las Ganancias a pagar se incrementó en \$15,7 millones; y **(vi)** un neto positivo de \$0,7 millón de Deudas fiscales).

Los Pasivos No Corrientes acusan una suba de \$5,1 millones originada en: **(i)** el incremento de Otros pasivos no financieros por \$7,8 millones que corresponden a una reclasificación de provisión parcial de impuesto a las ganancias 2012 por una acción de certeza e inconstitucionalidad iniciada por la Sociedad, sujeta a resolución judicial (*Ver Nota 2.3.2 a los Estados Financieros de Publicación al 31/12/13*); **(ii)** una reducción del Pasivo por impuesto diferido de \$3,2 millones; y **(iii)** un aumento de \$0,5 millón en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, que corresponden a Bonificaciones a otorgar a clientes.

V.1.2. Estructura de resultados comparativa (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Ventas netas	348.356	266.354	82.002
Costos operativos (sin amortizaciones y depreciaciones)	(298.016)	(248.326)	(49.690)
EBITDA (*)	50.340	18.028	32.312
Otros ingresos operativos	3.237	6.372	(3.135)
Otros egresos operativos	(1.958)	(327)	(1.631)
Amortizaciones y depreciaciones del activo fijo	(24.251)	(23.909)	(342)
Resultado operativo - Ganancia	27.368	164	27.204
Costos financieros	(356)	(12)	(344)
Ingresos financieros	25.550	14.341	11.209
Resultado antes del impuesto a las ganancias - Ganancia	52.562	14.493	38.069
Impuesto a las ganancias (Nota 7 a los estados financieros)	(20.472)	(6.508)	(13.964)
Resultado neto del ejercicio - Ganancia	32.090	7.985	24.105
Otro resultado integral del ejercicio que se reclasificará a Resultados en períodos posteriores			
Ganancia (pérdida) por activos financieros disponibles para la venta	92	(412)	504
Efecto en el impuesto a las ganancias	(32)	144	(176)
Otro resultado integral neto	60	(268)	328
Resultado integral neto del ejercicio - Ganancia	32.150	7.717	24.433
Ganancia por acción (Básica y Diluida) (Nota 8 a los estados financieros)	0,159	0,038	0,121

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

- Al cierre de 2013 el EBITDA muestra un aumento de \$32,3 millones con respecto a 2012, año en donde resultado operativo resultó un valor poco significativo en términos nominales. Aunque ese incremento resulta muy significativo, la caída del EBITDA con respecto a 2001 (a consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y pese al incremento generalizado de precios sufrido en todos estos años) continúa siendo muy importante aún en valores



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

históricos, llegando al 49,9% (\$50 millones). En ese año de referencia, anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y los procesos inflacionarios subsecuentes el EBITDA fue de \$100,3 millones.

- El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/13 es una utilidad de \$32,2 millones, lo que implica alcanzar una diferencia -utilidad- de \$24,5 millones con respecto a la ganancia registrada al 31/12/12 de \$7,7 millones.

El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre:

(i) el aumento de 30,8% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/12, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de 6,9% en el volumen de gas operado entre ambos periodos, el incremento interanual del número de clientes (2,26%); por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes (4,7% más de venta en volumen a la demanda prioritaria, 9,2% en las ventas a grandes usuarios y 13,4% de las usinas); y por una participación de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 en el total de ingresos por ventas del ejercicio de aproximadamente 20,1%;

(ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y de comercialización, que en conjunto aumentaron 18,4% al 31/12/13 respecto del 31/12/12. El costo de ventas creció 13%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 9,6% en el costo de la compra de gas; una demanda prioritaria, de grandes usuarios y de usinas, mayor que la registrada en el año 2012; el aumento de 21,4% en los gastos de distribución y de 4,2% en el costo de transporte. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 29,5%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, y en tasas, que también afectaron a los gastos de distribución, así como los gastos de facturación y cobranzas;

(iii) una disminución de \$4,7 millones al 31/12/13 en los otros ingresos operativos netos con respecto al 31/12/12 como consecuencia principalmente, por el efecto neto entre la disminución de los ingresos varios por \$3,1 millón (menor recupero de provisiones -\$1,5 millones-, una diferencia favorable en el resultado venta de bienes de uso de casi \$0,4 millón, una disminución de otros resultados por \$1,5 millones y una disminución en los intereses ganados de \$0,5 millón); y el aumento de los egresos varios por \$1,6 millones;

(iv) la mayor ganancia neta entre los costos y los ingresos financieros obtenidos al 31/12/13 de \$10,9 millones, un 75,8% respecto de los correspondientes al 31/12/12, como consecuencia de un aumento de más de \$2,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; un aumento de casi \$1,2 millones de los resultados por tenencia; y principalmente, por la mayor ganancia neta de \$7,2 millones entre las diferencias de cotización activas (derivada básicamente de las ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/13 que si bien disminuyeron en 7,6% con respecto al 31/12/12, su valuación dependió de distintos diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/13 de \$6,481 por U\$S, frente a \$4,878 por U\$S al 31/12/12, versus \$4,264 al 31/12/11; y

(v) la diferencia -pérdida- de \$14,1 millones entre el cargo por el impuesto a las ganancias al cierre del ejercicio anual 2013 de casi \$20,5 millones respecto del impuesto devengado por el ejercicio 2012 (\$6,4 millones), resultante de la diferente composición de las bases imponibles. La incidencia efectiva del impuesto a las ganancias sobre el resultado antes del impuesto es de 39% en 2013 y a 45,7% en 2012. Ver Nota 7 a los Estados Financieros de Publicación al 31/12/13.

- Comparativamente con el resultado neto esperado -utilidad- de \$27,9 millones según el presupuesto aprobado para el ejercicio 2013, el resultado real -utilidad- de \$32,2 millones, se establece una diferencia -ganancia- de \$4,3 millones, que tiene como principal origen respecto del presupuesto, el efecto neto entre: (i) el incremento -ganancia- de otros ingresos y egresos operativos (\$1,3 millones); (ii) el aumento -ganancia- de los ingresos y costos financieros (\$8,2 millones); y (iii) el aumento del impuesto a las ganancias (\$5,3 millones). Las principales causas de variación obedecen: (i) en los otros ingresos y egresos operativos netos a reversiones de provisiones; (ii) en los ingresos y costos financieros netos, básicamente por diferenciales de cotización entre el tipo de cambio real y el estimado (menor) aplicables a la valuación de tenencias de activos en moneda extranjera; y (iii) en el impuesto a las ganancias al cambio de composición de las bases imponibles.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

V.1.3. Posición financiera (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03)

Rubros	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Activo Corriente Financiero	149.320	119.270	30.050
Activo No Corriente Financiero	1.442	2.360	(918)
Total Activo Financiero	150.762	121.630	29.132
Total Pasivo Financiero	-	-	-
Posición Financiera Neta	150.762	121.630	29.132

La Posición Financiera Neta al cierre de 2013 es positiva en \$150,7 millones, lo que muestra un incremento de \$29,1 millones (aproximadamente 23,9%) con respecto al ejercicio anterior (\$121,6 millones). La Sociedad no ha tenido endeudamiento financiero en los ejercicios comparados.

V.1.4. Índices

Tipo de índice	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Liquidez (Activo corriente / Pasivo corriente)	1,81	1,98	(0,17)
Liquidez inmediata ((Caja y Bcos. + Inv. y Créd. ctes.) / Pas. cte.)	1,78	1,94	(0,16)
Solvencia (Patrimonio neto / Pasivo total)	2,34	2,76	(0,42)
Endeudamiento (Pasivo total / Patrimonio neto)	0,43	0,36	0,07
Razón del Patrimonio neto / Activo total	0,70	0,73	(0,03)
Inmovilización del capital (Activo no corriente / Activo total)	0,72	0,76	(0,04)
Rentabilidad (Rtdo. del ejercicio ¹ / Pat. Neto promedio)	0,07	0,02	0,05
Leverage financiero ((Rtdo. Neto Ord. / PN) / ((RNO + Int. Perd.) / Activo))	1,42	1,36	0,05
Rotación de activos (Ventas / Activo)	0,50	0,41	0,09
Rotación de inventarios (Costo / Exist. promedio de Bs. de Cbio.)	1,58	1,46	0,12

¹ No incluye Otros Resultados Integrales.

V.1.5. Saldos y operaciones con sociedades Artículo 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas, comparativos (cifras en miles de pesos, reexpresadas al 28/02/03 de corresponder)

No existen operaciones ni saldos derivados con sociedades controlantes, vinculadas o partes relacionadas que se hayan concretado en condiciones ajenas a las de mercado o que causaron o puedan causar consecuencias a los acreedores y a los accionistas externos.

Los saldos de créditos y deudas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 son los siguientes:

Rubro:	CUENTAS POR COBRAR		
Denominación	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550 - Corrientes			
ENI S.p.A.	167	165	2
EON	53	-	53
Total Sociedades Art. 33	220	165	55
Partes relacionadas:			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	674	405	269
Directores y Personal Gerencial	95	-	95
Total Partes relacionadas	769	405	364
Total	989	570	419



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Rubro:	CUENTAS A PAGAR		
Denominación	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Partes relacionadas:			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	2.602	979	1.623
Total Partes Relacionadas	2.602	979	1.623
Total	2.602	979	1.623

Rubro:	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
Denominación	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Partes relacionadas:			
Directores	261	287	(26)
Total Partes Relacionadas	261	287	(26)
Total	261	287	(26)

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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)]:

Operaciones / Denominación	Vínculo	31/12/13	31/12/12	Variaciones
Prestación de servicios				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(13.979)	(11.398)	(2.581)
Total		(13.979)	(11.398)	(2.581)
Remuneraciones				
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(8.658)	(6.216)	(2.442)
Total		(8.658)	(6.216)	(2.442)
Gastos operativos				
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(3.748)	(2.541)	(1.207)
Total		(3.748)	(2.541)	(1.207)
Recupero de costos y otros				
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	1	(1)
ENI S.p.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1	-
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	220	193	27
Total		221	195	26
Total de operaciones		(26.164)	(19.960)	(6.204)

VI. Política de dividendos

Como política de distribución de ganancias líquidas y realizadas, conforme a los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes, el Directorio ha recomendado en los sucesivos ejercicios el pago de dividendos en efectivo. Debido a las particulares condiciones que afectaron la actividad y adoptando medidas prudentes conforme la realidad de los flujos de fondos, la Sociedad, siempre que se ha juzgado posible, ha distribuido dividendos, conforme la normativa vigente, bajo el régimen de cuotas periódicas o en un único pago.

VII. Propuesta de asignación de resultados

El resultado final del ejercicio 2013 fue una utilidad neta de Impuesto a las Ganancias de \$ 32.149.648,35 con una ganancia de aproximadamente \$0,159 por acción, lo que implica una variación positiva de \$0,121 en el rendimiento por acción respecto del año 2012. Este incremento tiene principalmente su origen en el recupero de la ganancia operativa que fue prácticamente nula en 2012, y en un diferencial positivo en los resultados financieros netos. Con todo, se mantienen fuertes condicionantes en el incremento generalizado de precios, incluyéndose aumentos de tasas e impuestos a los que se debe hacer frente sin el debido recupero en tarifas cuando ello corresponda. Esta situación se expone en los respectivos Estados Financieros y en lo descrito y desarrollado en la presente Memoria.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los resultados obtenidos por la Sociedad al cabo del ejercicio 2013 superaron lo previsto en el presupuesto, y ello como consecuencia de un mayor consumo registrado por los clientes -a pesar del impacto provocado por un invierno más cálido que el promedio-; por las acciones comerciales encaradas que agregaron un mayor margen; y por la aplicación de los montos fijos por categoría de usuario creados por la Resolución I-2407/12 del ENARGAS. Todo esto, en el contexto de políticas de maximización de calidad y resultados y reducción de costos en todo el espectro de actividades, en la cautela puesta en el manejo de los fondos generados y disponibles, y en el aporte parcial que significó la vigencia del régimen del fideicomiso para obras de gas por redes FFA FOCEGAS. Este último permite observar una mejora en el estado de situación pero a la vez evidencia la necesidad de que rijan la plena aplicación de los cuadros tarifarios previstos en el marco del AT y del AA. En ese contexto y en un marco de prudencia, en estima de los intereses de los accionistas y de la situación de la Sociedad expuesta en la presente Memoria, el Directorio recomienda a los Señores Accionistas distribuir una parte del resultado del ejercicio neto del cálculo correspondiente a la Reserva Legal, tomando en consideración los flujos de fondos netos y los saldos remanentes de caja luego de efectuada la distribución.

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

Por aplicación de la Ley de Sociedades N° 19.550, las Resoluciones N° 593/2011 y 609/2012 de la Comisión Nacional de Valores, otras normas específicas y el Estatuto Social, y teniendo en consideración lo descrito en la presente Memoria y lo expuesto en este apartado, el Directorio somete a consideración de la Asamblea de Accionistas la siguiente propuesta de distribución de los resultados acumulados al cierre del ejercicio 2013, debiendo considerar que las cifras expuestas provenientes de ejercicios anteriores están expresadas en moneda constante al 28/02/03, conforme se indica en Nota 2 a los Estados Financieros al 31/12/13:

Total de Resultados acumulados al cierre del ejercicio – Utilidad, según el Estado de Cambios en el Patrimonio al 31/12/13 (1)	\$ 32.358.023,55
Propuesta de distribución:	
a Reserva Legal (calculada como el 5% de la utilidad del ejercicio)	\$ 1.617.901,18
a Reserva Especial RG CNV N° 609/2012 (2)	\$ 267.979,22
a Dividendos en efectivo	\$ 16.000.000,00
a Reserva Facultativa para futuras distribuciones de dividendos	\$ 14.472.143,15

(1) Este resultado incluye en concepto de provisión, \$635.040,00 como Honorarios de Directores, \$272.160,00 como Honorarios de Comisión Fiscalizadora y \$ 161.256,50 como Bonos de Participación al Personal, conceptos todos ellos que también deben ser aprobados por la Asamblea General Ordinaria de Accionistas.

(2) Ver Nota 17-Restricciones a la Distribución de los Resultados No Asignados a los Estados Financieros al 31/12/13.

VIII. Principales actividades previstas para el 2014 y proyecciones

• En el contexto de las limitaciones impuestas por la particular situación en la que se desenvuelve la actividad de la Sociedad, y en el marco de las políticas y objetivos establecidos por la misma, se prevé:

▪ Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, habiéndose proyectado invertir durante el año 2014 la suma de \$21,4 millones, con sujeción a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Este monto podrá variar en función de las condiciones de financiamiento que finalmente se dispongan, de la situación tarifaria, de la evolución de los costos, del incremento del número de clientes, de las posibilidades de expansión del sistema, y de los ajustes técnicos que eventualmente se deban efectuar. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas y también en particular con la aplicación de la Resolución ENARGAS I-2407/12 con el programa FFA FOCEGAS, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará buscando potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas mediante inversiones a cargo de la Sociedad y de terceros interesados.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Respecto del crecimiento de la extensión de redes y gasoductos disponibles, se estima que durante 2014 se mantendrá el comportamiento que se experimentó en 2013, dependiendo esta situación de las inversiones propias y de terceros cuyos activos son transferidos a la Sociedad.

- Entre otras inversiones, se llevarán a cabo obras de renovación de redes y servicios en San Juan; interconexiones de redes de media y baja presión; adecuaciones de equipos odorizadores y de las instalaciones de la Planta de GLP de Malargüe; mejoras en el sistema de calefacción e incorporación de plataformas en las cámaras reguladoras; monitoreo del sistema de distribución a distancia; construcción de la planta reguladora El Trapiche y acondicionamiento de otras; en materia de protección catódica, instalación de equipos rectificadores, probetas de corrosión y renovación de dispersores; se realizarán trabajos de digitación de planos y armado de base de datos y gráfica de simulación de redes; y se efectuarán inversiones menores en equipamiento.
- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE, el ENARGAS y/o los Gobiernos Provinciales para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro de los Programas de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.
- En el marco de la Resolución ENARGAS N° I-2407/12 y concordante, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos.
- Llevar a cabo, conforme la política comercial proyectada, los programas anuales técnicos y de atención al cliente en los centros operativos, sucursales y agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio. Se estima posible que el total de clientes durante el nuevo ejercicio tenga una expansión de aproximadamente 2,9% con todas las previsiones que en tal sentido deben ser tomadas, incluyendo el análisis de las factibilidades técnicas y económicas, tomando en consideración las limitaciones que correspondan para su otorgamiento. Se proyecta que el volumen total de gas operado durante el año 2014, determinado para temperaturas promedio históricas, podría alcanzar aproximadamente los 2.600 millones de metros cúbicos.
- Concretar las tareas programadas para el año 2014 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también completar los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, de supervisión técnica de los Subdistribuidores, y de inspección de instalaciones internas y externas.
- Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.
- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Realizar las presentaciones al ENARGAS respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.
- Proseguir las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.
- Continuar con la política de estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras. Conforme el presupuesto 2014 aprobado por el Directorio no se prevé la toma de préstamos financieros por parte de la Sociedad.
- Llevar a cabo nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas-informáticas previstas para el ejercicio 2014 o que se susciten en su transcurso, como parte del proceso de control interno. Cumplir con los objetivos establecidos en el Programa denominado Meta 2015, concebido en el marco de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- La ejecución del Programa Meta 2015 prevé continuar con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos –en especial, con la unificación de estructura y funciones en las áreas operativas, estableciendo el plan de trabajo de los proyectos y la definición de las mejores prácticas para las áreas restantes–; concluir con la definición de una nueva arquitectura para aplicaciones; continuar con las modificaciones al sistema comercial por cambios en materia regulatoria; con el proyecto de modernización y mejoras de la infraestructura de TI; con la implementación de los módulos de Gestión del Capital Humano (“HCM”) de SAP, en particular el relativo a presupuestación y control; con la instalación de hardware de avanzada y de software bajo nuevas licencias que contribuirá a modernizar la forma de trabajo en los distintos puestos; con la etapa de migración de aplicaciones hacia la nueva arquitectura definida; con el plan de eficiencia en el centro de cómputos; con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad, además de la digitalización y armado de bases de datos para simulación de redes y centralización de dato operativos; entre otros objetivos del sector de tecnología de la información y áreas técnicas. Asimismo, bajo el concepto de promover sinergias entre ambas distribuidoras, se prevé contratar a empresas especializadas en el mantenimiento de edificios, instalaciones eléctricas, de cableado estructurado y automotores y se realizará una capacitación en la generación y carga de requerimientos en la aplicación SAP para todos los usuarios. También se prevé cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se prevé alcanzar la certificación de normas internacionales en materia de cuidado de la Salud, la Seguridad de las personas y del Medio Ambiente (OHSAS 18.001 e ISO 14.001), involucrando recursos tanto monetarios como personales, tendientes a lograr una superación en el cumplimiento diario de las actividades de nuestros trabajadores y contratistas, involucrando a las partes interesadas.
- Llevar a cabo las negociaciones salariales previstas, en el marco del Convenio Colectivo de Trabajo vigente y de las adendas firmadas.
- Desarrollar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 10.600 horas/hombre para todo el año 2014 sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.

IX. Consideraciones finales

Tal lo expresado en pasados ejercicios, la estrategia definida y las políticas aplicadas, con una concepción de largo plazo pero con foco en la atención particular de la coyuntura que le toca afrontar a la Sociedad, han permitido que la gestión continuase cumpliéndose con alto grado de eficiencia, lo que se ha traducido en la mejora del resultado operativo 2013, luego de que el mismo fuese un valor casi inexistente en términos de utilidad al cierre de 2012.

Con plena vigencia, el comportamiento de factores tales como el clima y el nivel de la actividad económica influyen de manera significativa en los resultados de la Sociedad. La disponibilidad de gas y transporte para atender su demanda, el aumento generalizado de los precios de insumos, bienes y servicios, y su demorado reconocimiento en tarifas, resultan aspectos de preocupación y tratamiento, que se tienen en consideración prioritaria y por los cuales se ha actuado y velado para mantener la efectiva, segura y confiable actividad del sistema de distribución a cargo de la Sociedad.

Finalmente, corresponde expresar nuestro reconocimiento a quienes con su participación y esfuerzo posibilitaron que la Sociedad pudiera hacer frente con determinación y esperanza las complejas circunstancias que se presentaron en el ejercicio cerrado. Agradecemos muy especialmente a nuestros clientes y colaboradores, a nuestros accionistas Inversora de Gas del Cuyana S.A., ENI S.p.A., E.ON España SL, al Programa de Propiedad Participada y tenedores de acciones en oferta pública. Asimismo, hacemos extensivo nuestro agradecimiento a los gobiernos provinciales y municipales; al ENARGAS y otros organismos de contralor; a los entes provinciales, a los proveedores y contratistas, a las instituciones financieras; y a todas las empresas distribuidoras, transportistas y productoras de gas, con quienes hemos cultivado sanos vínculos de cooperación y trabajo.

Buenos Aires, 14 de abril de 2014.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Informe sobre el grado de cumplimiento del Código de Gobierno Societario (Anexo IV, Art. 1°, Capítulo I, del Título IV de las Normas TO de la Comisión Nacional de Valores).

INTRODUCCIÓN

El presente capítulo tiene como objetivo exponer la estructura normativa interna con la que se rige Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (la "Sociedad" o "Ecogas"), -además del compendio de códigos, leyes, decretos, resoluciones y cualquier otra disposición o norma general o particular a cuyo cumplimiento se encuentra sujeta como ente jurídico de naturaleza y condiciones específicas-, a los efectos de lograr una mejor comprensión del presente Informe.

El Cuerpo Normativo de Ecogas es un grupo integrado de normas que ha sido desarrollado, tomando como base la amplia y consolidada experiencia de los accionistas de la Sociedad, con el objetivo de racionalizar y hacer más eficaz el cuerpo de los documentos que regulan nuestra operatividad empresarial, además de responder con mayor agilidad a los cambios organizativos internos y a la evolución de los contextos normativos en los que se desempeña la Sociedad.

El citado Cuerpo Normativo está integrado por los siguientes documentos:

- **Código Ético.**
El Código Ético adoptado por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. (Sociedad del Grupo ENI S.p.A.) expresa los principios, valores y responsabilidades, que en su conjunto orientan su comportamiento.
- **Modelo 231. Actividades de riesgo y estándares de control.**
El Modelo 231 adoptado por Distribuidora de Gas Cuyana S.A. y basado en el generado por ENI S.p.A., contiene modelos de organización, gestión y control, que orientan su funcionamiento dentro de un adecuado nivel de seguridad y previsibilidad.
- **Reglamento del Personal.**
Este documento se considera la norma rectora de toda política y procedimiento interno de la Compañía.
- **Políticas:**
Son principios fundamentales que rigen la actuación de la Compañía en el cumplimiento de sus objetivos. Son inderogables e inspiran sus actividades, considerando los riesgos y oportunidades del contexto en los que opera.
- **Lineamientos Guía para el Management (MSG):**
Son lineamientos guía para la adecuada gestión del proceso al que refieren, identifican roles, flujos informativos y principios de control. Existen MSG de Procesos y MSG de Compliance (definen reglas de referencia para asegurar la observancia de leyes y reglamentos) o de Governance (definen los lineamientos para la adecuada gestión de cada proceso). Son transversales a todos los procesos identificando el estándar de control que deben alcanzar los mismos.
- **Normas, Procedimientos y Manuales:**
Las Normas son la descripción analítica que regula la implementación de las políticas de la Organización a las que se ajustan los procedimientos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Los Procedimientos son la descripción analítica de un proceso o parte de un proceso, actividades o rutinas, de carácter específico, ordenado y secuencial, basada en las disposiciones establecidas en la norma correspondiente. Definen roles y responsabilidades para las áreas y funciones que intervienen en su desarrollo. Adicionalmente se constituyen en un mecanismo de control para definir el buen uso de los recursos de la Compañía.

Los Manuales se constituyen en la compilación de diferentes procedimientos en los que se hace referencia a las aplicaciones informáticas utilizadas en cada caso. Específicamente, el Manual Corporativo constituye un conjunto de normas de carácter institucional.

- **Instructivos:**

Son la descripción detallada de los pasos a seguir para realizar una actividad específica o no, incluida en un procedimiento y ejecutada por un área o departamento de la Compañía, estableciendo claramente las tareas para ejecutar dicha actividad.

Todos los integrantes de la organización se han notificado por escrito del contenido del Modelo 231 que incluye el Código Ético y del Reglamento del Personal.

Todos los documentos arriba descriptos se encuentran incluidos en la Intranet de Ecogas siendo de aplicación obligatoria para todos los integrantes de la Empresa. Esta estructura brinda el marco normativo bajo el cual la Sociedad desarrolla sus actividades y establece las pautas básicas del Gobierno Corporativo de la misma. Tanto el Modelo 231, que incluye el Código Ético, como así también las Políticas y los Lineamientos Guía para el Management (MSG) y sus actualizaciones han sido aprobados oportunamente por el Directorio de la Sociedad.

PRINCIPIO I: TRANSPARENTAR LA RELACION ENTRE LA EMISORA, EL GRUPO ECONÓMICO QUE ENCABEZA Y/O INTEGRA Y SUS PARTES RELACIONADAS

Recomendación I.1: Garantizar la divulgación por parte del Órgano de Administración de políticas aplicables a la relación de la Emisora con el grupo económico que encabeza y/o integra y con sus partes relacionadas.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad es parte integrante del Grupo ENI y ello se expone en la Memoria y los Estados Contables de Publicación. En Nota a estos últimos documentos se describen los saldos y las operaciones efectuadas con partes relacionadas relativas al periodo de que se trate, conforme la normativa vigente.

En cumplimiento de las normas vigentes el Comité de Auditoría evalúa que las condiciones de las operaciones por montos relevantes celebradas entre partes relacionadas puedan considerarse razonablemente adecuadas a las condiciones normales y habituales de mercado.

La normativa referida precedentemente establece como requisito para la realización de transacciones con Partes Relacionadas de monto relevante (entendiendo como tal a transacciones cuyo monto sea superior al 1% del patrimonio neto de la Sociedad según último balance aprobado) contar con: (i) pronunciamiento del Comité de Auditoría acerca de sí las condiciones de la transacción entre Partes Relacionadas pueden considerarse adecuadas a las condiciones normales y habituales de mercado; o (ii) el informe de dos firmas evaluadoras independientes, las cuales deberán haberse expedido sobre las condiciones de la transacción. No obstante, según las prácticas habitualmente seguidas por la Sociedad, previa a la aprobación de una transacción entre Partes Relacionadas por monto relevante, el Directorio de la Sociedad requiere al Comité de Auditoría opinión sobre las condiciones de las mismas en cuanto a si pueden considerarse normales y



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

habituales de mercado. El Comité de Auditoría emite su opinión en base a los informes que haya requerido de especialistas independientes, cuando lo estime necesario.

El Directorio aprobó la Línea Guía para el Management “Operaciones con intereses de Administradores, Síndicos y con terceras partes relacionadas”, y siguiendo estos lineamientos, la Sociedad emitió internamente un procedimiento relativo a Operaciones con intereses de los Administradores, Síndicos y con partes relacionadas, tiene como objetivo establecer los fundamentos y reglas a los cuales la Sociedad debe atenerse, a fin de asegurar transparencia y rigurosidad sustancial y procedimental en las operaciones con terceras partes relacionadas, minimizando los riesgos asociados.

Recomendación I.2: Asegurar la existencia de mecanismos preventivos de conflictos de interés.

Cumplimiento: Total.

Además del cumplimiento de lo establecido por la Ley de Sociedades Comerciales N° 19.550 y concordantes la Ley de Mercado de Capitales (LMC), las normas de la Comisión Nacional de Valores, y lo prescripto por el Estatuto Social, el Código Ético de la Sociedad asegura que en todos los casos, los miembros de los órganos de administración y control, las gerencias y los empleados de la Sociedad deben evitar cualquier situación y actividad donde pueda surgir un conflicto con los intereses de la Compañía, o que pueda interferir con su habilidad para tomar decisiones correctas en el mejor interés de la Sociedad y plenamente de acuerdo con los principios y contenidos del Código Ético, o en general, con su habilidad para cumplir plenamente con sus funciones y responsabilidades. Cualquier situación que pueda constituir o dar origen a un conflicto de intereses deberá ser reportada de inmediato a los responsables indicados para dar curso a las acciones pertinentes. Además el Comité de Auditoría, en su informe anual, expone sobre la eventual existencia de conflictos de interés.

Asimismo, el Directorio ha adoptado como práctica societaria la de requerir el tratamiento en Asamblea de Accionistas la autorización a Directores y Síndicos en los términos del Art. 273 de la Ley de Sociedades Comerciales (LSC), para aquellos que desempeñen iguales funciones en otras sociedades de la industria del gas, siempre que no se afecte de ninguna forma la normal administración de la empresa y/o el cumplimiento de los deberes y tareas de los órganos de administración y/o fiscalización.

Recomendación I.3: Prevenir el uso indebido de información privilegiada.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad, sin perjuicio de la normativa vigente, cuenta con disposiciones y procesos establecidos para prevenir el uso indebido de información privilegiada -aún no divulgada públicamente- por parte de cualquier persona que en razón de su cargo o actividad, o por la influencia significativa que pueda ejercer, de manera tal que pudiera afectar la colocación o el curso de la negociación que se realice con valores negociables con oferta pública autorizada u otros instrumentos.

El “Código Ético” exige el debido manejo de la información privilegiada, así como el cumplimiento de los procedimientos corporativos relativos a abuso del mercado. Los negocios basados en información interna que no es del conocimiento público y cualquier conducta que pueda promover los negocios basados en dicha información interna quedan expresamente prohibidos.

La Sociedad está comprometida y compromete a los terceros que se vinculen con ella, con la protección de la información relativa a sus colaboradores y a terceros, ya sea generada u obtenida dentro de la Sociedad o en la realización de los negocios de la misma, y a evitar el uso indebido de tal información por parte de cualquier persona que se relacione con la misma.

La Sociedad tiene vigente el procedimiento de Prevención contra el abuso de mercado que tiene por objeto definir las modalidades operativas y el ámbito de aplicación de las prohibiciones, en periodos de tiempo determinados (Blocking Period), para efectuar operaciones con instrumentos financieros que cotizan en los



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

mercados de valores en el marco de la normativa contra el abuso de mercado. Su principal finalidad es la de asegurar la integridad de los mercados financieros y acrecentar la confianza de los inversores en los mismos.

PRINCIPIO II: SENTAR LAS BASES PARA UNA SÓLIDA ADMINISTRACIÓN Y SUPERVISIÓN DE LA EMISORA

Recomendación II. 1: Garantizar que el Órgano de Administración asuma la administración y supervisión de la Emisora y su orientación estratégica.

II.1.1 El Órgano de Administración aprueba:

II.1.1.1 el plan estratégico o de negocio, así como los objetivos de gestión y presupuestos anuales.

Cumplimiento: Total.

El Directorio da tratamiento y aprueba el presupuesto anual incluyendo las premisas utilizadas para su elaboración –y a sus posteriores seguimientos y análisis final- donde se plasman los aspectos relevantes de su plan estratégico así como sus objetivos de gestión. Ambos se enuncian además en la Memoria anual y en los principales puntos de la Reseña Informativa trimestral.

II.1.1.2 la política de inversiones (en activos financieros y en bienes de capital), y de financiación.

Cumplimiento: Total.

El Directorio aprueba las políticas de inversiones y financiación, en el marco de la definición del plan estratégico de la Sociedad, que se plasma en su presupuesto anual, en la Memoria y las Reseñas Informativas.

II.1.1.3 la política de gobierno societario (cumplimiento Código de Gobierno Societario).

Cumplimiento: Total.

El “Modelo 231”, su Código Ético, las Políticas y Lineamientos Guía para el Management, todas aprobadas por el Directorio, conforman un conjunto de disposiciones que confluyen a establecer para la Sociedad las mejores prácticas de Gobierno Societario, acorde a la estructura y posibilidades de la misma.

El Directorio, el Comité de Auditoría y la Comisión Fiscalizadora actúan y velan por el cumplimiento de la normativa vigente, en lo que son temas de su incumbencia.

II.1.1.4 la política de selección, evaluación y remuneración de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Total.

En el marco del Cuerpo Normativo de Ecogas, la Sociedad se rige por la Política “Nuestra Gente” y el Lineamiento Guía para el Management “Recursos Humanos” (ambos aprobados por el Directorio), y por el Procedimiento de “Contratación de Personal”, en lo relativo a la selección, evaluación y remuneración de todo el personal, incluidos los gerentes de primera línea. El citado procedimiento prevé asimismo, la aprobación formal del Director Ejecutivo para los nombramientos y/o incorporaciones de Gerentes.

La difusión de las designaciones de los gerentes de primera línea se realiza conforme a las normas de los organismos de control societario, regulatorio y de mercado.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

II.1.1.5 la política de asignación de responsabilidades a los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Total.

La Política “El Gobierno Corporativo”, aprobada por el Directorio de la Sociedad, establece que el Órgano de Administración define las Políticas y los lineamientos fundamentales del orden organizativo de la Sociedad. En este contexto, el Directorio aprueba la macro estructura organizativa y la correspondiente actualización de la misma, como así también la estructura de poderes y las facultades otorgadas a los ejecutivos de la Sociedad.

A partir de su nombramiento por parte del Directorio, el cuadro gerencial de primera línea queda comprometido a desempeñar las funciones descritas en sus puestos (que se encuentran publicadas en la intranet de la Sociedad) con integridad y transparencia, persiguiendo la excelencia y procurando un adecuado proceso de control interno, como se promueve en la política “El Gobierno Corporativo”.

II.1.1.6 la supervisión de los planes de sucesión de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Incumplido.

La Dirección Ejecutiva de la Sociedad ejerce la supervisión de las evaluaciones de todo el personal de los principales niveles de la Sociedad que incluye eventuales mecanismos de reemplazo de los puestos de conducción y el Directorio convalida las asignaciones de nivel gerencial conforme la estructura aprobada.

II.1.1.7 la política de responsabilidad social empresaria.

Cumplimiento: Total.

Con “La Sustentabilidad” como política adoptada por el Directorio, la Sociedad propuso por escrito su modelo práctico de creación de valor para las partes interesadas y de utilización de los recursos de modo tal que no comprometan las necesidades de generaciones futuras, respetando las personas, el ambiente y la sociedad en su integridad.

Definió, entre otras cuestiones, que la atención y el involucramiento de las partes interesadas constituyen un pre-requisito para la sustentabilidad y la construcción de valor recíproco; que el respeto por los derechos humanos son el fundamento para un desarrollo inclusivo (incluido el crecimiento) de las sociedades y territorios y de productividad de las empresas que operan en éstos; que el diálogo, el respeto de las comunidades locales y la evaluación de los impactos, son los presupuestos para una eficaz cooperación orientada a la creación de valor para los territorios; que la Sociedad asume un rol activo en el cuidado del medioambiente y de la biodiversidad, asumiendo que los ecosistemas constituyen un interés imprescindible para la humanidad.

II.1.1.8 las políticas de gestión integral de riesgos y de control interno, y de prevención de fraudes.

Cumplimiento: Total

El Directorio aprobó el “Modelo 231” siendo uno de sus objetivos prevenir la comisión de ciertos delitos y regular la responsabilidad administrativa con relación a los cometidos o intentados cometer por los administradores o empleados, en el interés o en ventaja de la Sociedad misma.

En el punto III.1 del presente documento se explica en forma detallada la normativa aprobada por el Directorio para la gestión integral de riesgos empresariales



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Asimismo el Directorio, en cumplimiento de lo dispuesto en la Ley de Mercado de Capitales (LMC) y la normativa concordante, con el fin de asegurar que sus evaluaciones y decisiones relativas al sistema de control interno, a la aprobación de los balances y de los informes que se emitan, y a la relación entre la Sociedad y los auditores externos, sean soportadas por una adecuada opinión independiente, ha constituido, conforme el artículo 31º bis del Estatuto Social, un Comité de Auditoría para asistirlo en sus funciones de control interno.

La normativa citada fija al Comité de Auditoría la tarea de supervisar el sistema de control interno, de manera que los riesgos principales concernientes a la Sociedad resulten identificados, como así también adecuadamente medidos, administrados y monitoreados, determinando además, criterios de compatibilidad de dichos riesgos con una sana y correcta gestión de la empresa, basada en principios, normas y procedimientos establecidos y actualizados conforme las necesidades.

El Directorio da tratamiento al informe anual del Comité de Auditoría.

II.1.1.9 la política de capacitación y entrenamiento continuo para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea.

Cumplimiento: Total

En el "Código Ético" aprobado se otorga rango de valor fundamental al desarrollo y protección de los recursos humanos, con el compromiso de desarrollar sus habilidades y destrezas, generando las condiciones apropiadas que promuevan el desarrollo de la personalidad y el profesionalismo.

Esos principios quedan expuestos en las políticas "Nuestra Gente" y "Excelencia Operativa", en el Lineamiento Guía "Recursos Humanos", todos aprobados por el Directorio, y en un procedimiento específico de "Contratación de Personal". En éste último se definen los criterios, procesos y controles relativos a la capacitación, dentro de las pautas estratégicas definidas anualmente por la Dirección Ejecutiva de la Sociedad. Estas pautas se plasman en un programa anual de capacitación que se complementa con la cobertura de necesidades específicas surgidas fuera de su campo de planificación, todo lo cual está sujeto a la medición del cumplimiento de los objetivos previstos luego de ejecutadas las actividades correspondientes.

En el procedimiento específico relativo a la capacitación de personal, se trasparenta la política adoptada por la cual anualmente la Dirección de Recursos Humanos elabora un plan anual de capacitación para directores, integrantes del comité de auditoría y gerentes de primera línea en los temas inherentes a sus funciones y/o materias de su competencia, facilitando y promoviendo de este modo, la capacitación de los mismos.

II.1.2 De considerar relevante, agregar otras políticas aplicadas por el Órgano de Administración que no han sido mencionadas y detallar los puntos significativos.

No existen otros aspectos relevantes a considerar que no hayan sido mencionados.

II.1.3 La Emisora cuenta con una política tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones de su Órgano de Administración y una vía de consulta directa de las líneas gerenciales, de un modo que resulte simétrico para todos sus miembros (ejecutivos, externos e independientes) por igual y con una antelación suficiente, que permita el adecuado análisis de su contenido. Explicitar.

Cumplimiento: Total.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

En la Sociedad tiene en vigencia la política "Gestión de la Información" aprobada por el Directorio, tendiente a garantizar la disponibilidad de información relevante para la toma de decisiones, estableciendo premisas sobre las características de la información a generar, los sistemas informativos involucrados (tecnología, estructura organizativa y procedimientos) y los mecanismos para la comunicación adecuada. En particular, la Sociedad cuenta con un sistema informativo basado en el uso de aplicaciones contables y otras de uso habitual, que generan y ponen a disposición de los órganos y miembros de la organización información útil, confiable y oportuna para la toma de decisiones.

En la práctica societaria el Director Ejecutivo y los Gerentes de primera línea, se reúnen recurrentemente para tratar los hechos, la información y los planes relevantes para la toma de decisiones. Las directivas se transfieren a los restantes funcionarios en reuniones también periódicas y conforme las necesidades que se planteen. Los resultados de las acciones emprendidas son medidos, comparados y evaluados con respecto a los esperados. Sus representaciones en grado de significatividad son expuestas finalmente al Órgano de Administración en los tiempos previstos para permitir, en primer lugar, el debido análisis de su contenido por parte de sus miembros con la antelación suficiente, y posteriormente, el tratamiento en reunión de Directorio.

II.1.4 Los temas sometidos a consideración del Órgano de Administración son acompañados por un análisis de los riesgos asociados a las decisiones que puedan ser adoptadas, teniendo en cuenta el nivel de riesgo empresarial definido como aceptable por la Emisora. Explicitar.

Cumplimiento: Total.

El Director Ejecutivo, Directores y Gerentes, en su caso, exponen sobre los temas sometidos a consideración de Órgano de Administración de cuyas reuniones, en su caso, participan. Para ello cuentan con los soportes necesarios (informes, cuadros, documentos, etc.) y las presentaciones e informes de los expertos en cada cuestión o disciplina, explicitándose las particularidades de lo que se trate, y los efectos y riesgos involucrados en la toma de decisiones. En particular, y según la materia o aspecto bajo atención, se tendrán también en especial consideración los informes, opiniones u observaciones de la Comisión Fiscalizadora, del Comité de Auditoría y del Organismo de Vigilancia. En Secretaría de Directorio se archiva copia de la documentación relevante tratada en cada reunión del Órgano de Administración.

Recomendación II.2: Asegurar un efectivo Control de la Gestión de la Emisora.

II.2.1 El Órgano de Administración verifica el cumplimiento del presupuesto anual y del plan de negocios.

Cumplimiento: Total.

El Directorio analiza periódicamente, en oportunidad del tratamiento de los balances trimestrales de publicación, el cumplimiento del presupuesto anual oportunamente aprobado. El presupuesto ya ejecutado es también motivo de su consideración al momento de aprobación de la Memoria y Estados Contables de cierre de ejercicio.

Mensualmente la Gerencia de Administración y Control emite reportes económico-financieros y trimestralmente el Directorio analiza el avance del presupuesto efectuándose las comparaciones pertinentes con los Estados Contables Trimestrales que emite la Sociedad.

II.2.2 El Órgano de Administración verifica el desempeño de los gerentes de primera línea y su cumplimiento de los objetivos a ellos fijados (el nivel de utilidades previstas versus el de utilidades logradas, calificación financiera, calidad del reporte contable, cuota de mercado, etc.). Hacer una descripción de los aspectos relevantes de la política de Control de Gestión de la Emisora detallando técnicas empleadas y frecuencia del monitoreo efectuado por el Órgano de Administración.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Cumplimiento: Total.

Conforme se establece en el procedimiento interno GRH.10.30 (Gestión de desempeño de personal), en ocasión de la aprobación de los Estados Financieros anuales, el Presidente/Director Ejecutivo introduce al Directorio un punto (análisis de gestión) donde se informa al Órgano de Administración sobre el desempeño del cuadro gerencial de primera línea y el grado de cumplimiento de sus objetivos. En ese mismo punto se indica la medida en que el presupuesto anual de la Sociedad ha sido ejecutado, estableciendo las diferencias y similitudes fundamentales entre las asunciones establecidas en el presupuesto y lo efectivamente acontecido, y entre la información financiera del presupuesto y la información contable de cierre.

Por otra parte, las actividades, roles y responsabilidades en los procesos de planificación y revisión del presupuesto, así como los referidos al control de gestión, se encuentran en el procedimiento interno PCG.01.20 (Planificación y control de gestión). En ese mismo procedimiento se dispone que, con frecuencia trimestral, se confecciona un informe de control de gestión dirigido al Directorio que incluye, además de una comparación entre saldos reales y presupuestados, un análisis de datos operativos (volúmenes y variables), señalando las causas de desvíos, criticidad y hechos relevantes del período.

Recomendación II.3: Dar a conocer el proceso de evaluación del desempeño del Órgano de Administración y su impacto.

II.3.1 Cada miembro del Órgano de Administración cumple con el Estatuto Social y, en su caso, con el Reglamento del funcionamiento del Órgano de Administración. Detallar las principales directrices del Reglamento. Indicar el grado de cumplimiento del Estatuto Social y Reglamento.

Cumplimiento: Total.

Cada miembro del Directorio cumple con lo prescrito por el Estatuto Social. La Sociedad no cuenta con un reglamento para el funcionamiento del Directorio. Durante la vida de la Sociedad no se han producido objeciones a la actuación de los Directores, tal como puede verificarse de las Actas de Asamblea respectivas.

II.3.2 El Órgano de Administración expone los resultados de su gestión teniendo en cuenta los objetivos fijados al inicio del período, de modo tal que los accionistas puedan evaluar el grado de cumplimiento de tales objetivos, que contienen tanto aspectos financieros como no financieros. Adicionalmente, el Órgano de Administración presenta un diagnóstico acerca del grado de cumplimiento de las políticas mencionadas en la Recomendación II, ítems II.1.1.y II.1.2. Detallar los aspectos principales de la evaluación de la Asamblea General de Accionistas sobre el grado de cumplimiento por parte del Órgano de Administración de los objetivos fijados y de las políticas mencionadas en la Recomendación II, puntos II.1.1. y II.1.2, indicando la fecha de la Asamblea donde se presentó dicha evaluación.

Cumplimiento: Total.

Tal como lo establece la Ley de Sociedades Comerciales y normas complementarias, el Directorio prepara y emite, conjuntamente con los Estados Contables Anuales de Publicación, la Memoria, la cual incluye la evaluación de los resultados obtenidos por el Directorio en la gestión de la Sociedad en comparación con las expectativas desarrolladas al comienzo del ejercicio o previamente a él, cuando se elabora y aprueba el presupuesto anual, todo en el marco de los términos señalados en los puntos relativos a la Recomendación II.2 del presente Informe.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

La Asamblea Anual de Accionistas considera la documentación presentada por el Directorio relativa al ejercicio económico de que se trate, los Informes de la Comisión Fiscalizadora y de la Firma Auditora de los Estados Contables de Publicación, y lo examinado por el Comité de Auditoría. La Memoria expone entre otros aspectos, las condiciones económicas generales; los riesgos del negocio; la estrategia definida; las comparaciones de resultados, de posiciones financieras, de indicadores económicos-financieros, de saldos y las operaciones con partes relacionadas; las perspectivas; la política de dividendos y la propuesta de asignación de resultados elaborada por el Directorio. Las notas a los estados contables exponen los aspectos centrales y necesarios para considerar en la evaluación general de la situación económico-financiera de la Sociedad junto con los estados básicos y anexos presentados. De la consideración de estos documentos y las exposiciones que se dieran lugar en el acto asambleario se infieren y materializan los elementos necesarios para completar una evaluación de la gestión del Directorio. La misma es finalmente sometida a consideración de la Asamblea así como previamente lo es toda la documentación presentada.

En el Acta de Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria realizada el 26/04/12 se consideró y aprobó entre otros aspectos la aprobación de la información mencionada así como la gestión del Directorio.

Recomendación II.4: Que el número de miembros externos e independientes constituyan una proporción significativa en el Órgano de Administración de la Emisora.

II.4.1 La proporción de miembros ejecutivos, externos e independientes (éstos últimos definidos según la normativa de esta Comisión) del Órgano de Administración guarda relación con la estructura de capital de la Emisora. Explicitar:

Cumplimiento: Total.

Teniendo en cuenta que de los nueve miembros Titulares que componen el Directorio de la Sociedad, las minorías están representadas por tres Directores Titulares (dos por los Accionistas tenedores de acciones que cotizan en el mercado de capitales -30% del capital- y uno por el Programa de Propiedad Participada – accionistas empleados con el 10% del capital-) y que la mayoría cuenta con cuatro Directores Titulares - 60% del capital-, los dos Directores Titulares Independientes presentan una proporción razonable que guarda relación con la estructura de capital de la Sociedad. Cabe indicar que la designación de Directores es una atribución específica de la Asamblea de Accionistas y que la Sociedad cumple con la normativa vigente en cuanto al número de Directores Independientes.

II.4.2 Durante el año en curso, los accionistas acordaron a través de una Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Órgano de Administración. Hacer una descripción de los aspectos relevantes de tal política y de cualquier acuerdo de accionistas que permita comprender el modo en que miembros del Órgano de Administración son designados y por cuánto tiempo. Indicar si la independencia de los miembros del Órgano de Administración fue cuestionada durante el transcurso del año y si se han producido abstenciones por conflictos de interés.

Cumplimiento: Parcial.

Durante el ejercicio los Accionistas no acordaron a través de la Asamblea General una política dirigida a mantener una proporción de al menos 20% de miembros independientes sobre el número total de miembros del Directorio. Tal como se ha explicado en el punto precedente, los Directores Titulares externos e independientes son dos sobre un total de nueve que actualmente integran el Directorio, por lo que ellos constituyen una proporción razonable en el Órgano de Administración que supera el porcentaje mencionado.

La independencia de los miembros del Órgano de Administración no fue cuestionada durante el año y no se han producido abstenciones por conflictos de interés por parte de los miembros independientes.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Recomendación II.5: Comprometer a que existan normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

Cumplimiento: Parcial.

En cuanto a las normas y procedimientos inherentes a la selección de los Gerentes de primera línea, aplica lo explicado en el punto II.1.1.4 del presente documento.

La Sociedad no cuenta con normas y procedimientos inherentes a la selección y propuesta de los miembros del Directorio, aspecto este que es de exclusiva incumbencia de los Accionistas de la Sociedad que así lo manifiesten en las Asambleas pertinentes.

II.5.1 La Emisora cuenta con un Comité de Nombramientos:

Cumplimiento: Incumplido.

Considerando lo expuesto en el punto II.5 precedente, la Sociedad entiende que sus políticas, lineamientos y procedimientos en materia de selección y propuesta de gerentes de primera línea son acordes a su estructura y posibilidades, siendo asimismo consistentes con el marco legal y reglamentario vigente, no previendo por lo tanto, la existencia de un Comité específico de Nombramientos.

Los restantes ítems que integran los puntos II.5.1, II.5.2 y II.5.3 no resultan aplicables en función de lo expuesto en el presente punto, omitiéndose por ello su transcripción

Recomendación II.6: Evaluar la conveniencia de que miembros del Órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia desempeñen funciones en diversas Emisoras. La emisora establece un límite a los miembros del órgano de Administración y/o síndicos y/o consejeros de vigilancia para que desempeñen funciones en otras entidades que no sean del grupo económico, que encabeza y/o integra la Emisora. Especificar dicho límite y detallar si en el transcurso del año verificó alguna violación a tal límite.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad no ha definido un límite a los Directores y/o Síndicos para que desempeñen funciones como tales en un número limitado de entidades. Cabe indicar que no se han presentado inconvenientes por éste tema a lo largo de la vida de la Sociedad. Los Directores y Síndicos aceptan y conservan el cargo cuando consideran poder dedicar al desarrollo diligente de sus tareas el tiempo necesario, aún teniendo en cuenta el número de cargos de director o síndico que ellos ocupan en otras sociedades.

Recomendación II.7: Asegurar la Capacitación y Desarrollo de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora.

Cumplimiento: Total.

En el punto II.1.1.9 se ha citado la política de capacitación y entrenamiento para miembros del Órgano de Administración y de los gerentes de primera línea.

II.7.1 La Emisora cuenta con Programas de Capacitación continua vinculado a las necesidades existentes de la Emisora para los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, que incluyen temas acerca de su rol y responsabilidades, la gestión integral de riesgos empresariales, conocimientos específicos del negocio y sus regulaciones, la dinámica de la gobernanza de empresas y temas de responsabilidad social empresarial. En el caso de los miembros



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

del Comité de Auditoría, normas contables internacionales, de auditoría y de control interno y de regulaciones específicas del mercado de capitales. Describir los programas que se llevaron a cabo en el transcurso del año y su grado de cumplimiento.

Cumplimiento: Total.

En la Dirección de Recursos Humanos de la Sociedad se elabora un plan anual de capacitación para Directores, integrantes del Comité de Auditoría y gerentes de primera línea en los temas inherentes a sus funciones y/o materias de su competencia, facilitando y promoviendo de este modo la capacitación continua de los mismos.

En particular, durante el año 2013, se llevaron a cabo actividades de capacitación sobre “compliance empresarial” (código de ética, marco regulatorio, modelo de organización, gestión y control, y marco normativo interno), lineamientos anticorrupción y abuso de mercado, dándose cumplimiento pleno al programa previsto.

II.7.2 La Emisora incentiva, por otros medios no mencionadas en II.7.1, a los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea mantener una capacitación permanente que complemente su nivel de formación de manera que agregue valor a la Emisora. Indicar de qué modo lo hace.

Cumplimiento: Total.

En la Sociedad se organizan dos encuentros por año presididos por el Presidencia/Dirección Ejecutiva, en los que participan todos los niveles gerenciales y personal especialmente invitado. En cada reunión se abordan aspectos relativos a la realidad societaria y la evolución del negocio y, además, se dedica un espacio especial a la reflexión y motivación del personal participante en diversos aspectos, incluso el de la capacitación.

PRINCIPIO III: AVALAR UNA EFECTIVA POLÍTICA DE IDENTIFICACIÓN, MEDICIÓN, ADMINISTRACIÓN Y DIVULGACIÓN DEL RIESGO EMPRESARIAL

Recomendación III: El Órgano de Administración debe contar con una política de gestión integral del riesgo empresarial y monitorea su adecuada implementación.

III.1 La Emisora cuenta con políticas de gestión integral de riesgos empresariales (de cumplimiento de los objetivos estratégicos, operativos, financieros, de reporte contable, de leyes y regulaciones, otros). Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas.

Cumplimiento: Total.

El “Modelo 231”, los Lineamientos Guía para el Management “Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria” y “Definición de la estructura y competencias del Organismo de Vigilancia” y las Políticas de “Gobierno Corporativo” y “El cumplimiento global” (Compliance), aprobados por el Directorio, sirven de marco para la gestión integral de riesgos empresariales.

La Sociedad ha emitido asimismo, diferentes procedimientos en la materia que integran junto a la normativa señalada en el punto precedente, el Sistema de Control Interno de la Sociedad.

El “Modelo 231”, establece la metodología de análisis de los riesgos, previéndose la individualización de las actividades empresariales relevantes de riesgo y para cada una de ellas, las modalidades operativas, gestionales y los elementos de control existentes. Cada procedimiento empresarial específico, tiene su referente a los efectos del cumplimiento de la metodología. El modelo establece como componentes del



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Sistema de Control Interno: a) el ambiente de control, b) la evaluación de los riesgos (Risk Assessment), c) la información y comunicación, d) la actividad de control y e) el monitoreo, tomando en cuenta en su definición el COSO Report, Internal Control. La actividad de análisis se focaliza sobre los aspectos de diseño del ambiente de control, con el relevamiento de los casos de las actividades sensibles y la verificación de los estándares previstos para cada caso.

El Lineamiento Guía para el Management “Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria”, define las normas y metodologías para la proyección, institución y mantenimiento en el tiempo del sistema de control interno sobre la información societaria, y también para la evaluación de su eficacia. El proceso de evaluación e identificación del riesgo se efectúa a nivel de diseño y operatividad de los procesos. Los riesgos se clasifican de acuerdo a su impacto y probabilidad de verificación, aplicándose la técnica de control más apropiada de acuerdo a la citada clasificación.

La supervisión y auditoría de las conclusiones del trabajo desarrollado por los responsables es realizada por el Organismo de Vigilancia (OdV) cuya estructura y funcionamiento se explica en forma detallada en el punto IV. 2 del presente documento.

III.2 Existe un Comité de Gestión de Riesgos en el seno del Órgano de Administración o de la Gerencia General. Informar sobre la existencia de manuales de procedimientos y detallar los principales factores de riesgos que son específicos para la Emisora o su actividad y las acciones de mitigación implementadas. De no contar con dicho Comité, corresponderá describir el papel de supervisión desempeñado por el Comité de Auditoría en referencia a la gestión de riesgos. Asimismo, especificar el grado de interacción entre el Órgano de Administración o de sus Comités con la Gerencia General de la Emisora en materia de gestión integral de riesgos empresariales.

Cumplimiento: Total.

Dentro del marco del “Modelo 231” la Sociedad históricamente elabora documentos de evaluación de riesgos (Risk Assessment) con el soporte de información de todos los gerentes de la empresa y bajo la supervisión del OdV. Dichos documentos contienen una lista de Actividades de Riesgo para la Sociedad y los estándares de control específicos que resultan aplicables sobre cada actividad. La última actualización del registro de riesgos ha sido efectuada en octubre de 2013.

Concordantemente, el lineamiento “gestión integral de riesgos” (RMI), aprobado por el Directorio de la Sociedad en mayo de 2013, define los principios de referencia del proceso RMI, el cual prevé que los principales riesgos sean eficazmente identificados, evaluados, gestionados, monitoreados, representados y, cuando sea posible, traducidos en oportunidad y ventaja competitiva.

No obstante lo expuesto y, para dar encuadre formal organizacional a las actividades que ya se desarrollaban en materia de gestión de riesgos, en diciembre de 2013 la Sociedad ha creado el “Comité de Gestión de Riesgos” en el seno de Presidencia/Dirección Ejecutiva. El Comité, conformado por Gerentes y por el Presidente/Director Ejecutivo, se reúne con frecuencia mensual.

Los principales riesgos que involucran a la actividad son: (i) incertidumbre en el marco regulatorio de la actividad (ii) sensibilidad de las utilidades y el flujo de fondos a las condiciones climáticas; (iii) los relacionados con las operaciones de gas natural (involucra a personas, bienes y ambiente); (iv) el financiero (que implica: obtención de crédito, tasas de interés, tasas de cambio, etc.); y (v) de compliance e ilícitos. Dentro del compendio de acciones o procesos de mitigación de efectos se encuentran el monitoreo constante de la evolución de las normas; los procesos de seguridad en la operación y en el cuidado de las personas, bienes y ambiente; las acciones administrativas y judiciales que puedan abordarse en defensa de los derechos de la Sociedad; los procedimientos técnicos, comerciales y administrativo-societarios y sus controles vigentes; la aplicación de normas sancionatorias; la gestión de calidad y mejora continua, entre otros.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

III.3 Hay una función independiente dentro de la Gerencia General de la Emisora que implementa las políticas de gestión integral de riesgos (función de Oficial de Gestión de Riesgo o equivalente). Especificar.

Cumplimiento: Total.

Si bien la Sociedad no cuenta con una función específica de Oficial de Gestión de Riesgos, el lineamiento Gestión Integral de Riesgos ("RMI"), aprobado por el Directorio de la Sociedad en mayo de 2013, prevé que las actividades de identificación, evaluación y monitoreo de los riesgos, así como de definición de las acciones de tratamiento, son responsabilidad del management a cuya área es inherente el riesgo (Risk Owner). La identificación, evaluación y monitoreo de riesgos operativos está a cargo de la Gerencia de Planeamiento y Control de Gestión.

III.4 Las políticas de gestión integral de riesgos son actualizadas permanentemente conforme a las recomendaciones y metodologías reconocidas en la materia. Indicar cuáles.

Cumplimiento: Total.

El ya citado "Modelo 231", ha tenido sucesivas actualizaciones, habiendo sido la última de ellas tratada y aprobada por el Directorio con fecha 07/11/2012.

El Lineamiento Guía para el Management "Sistema de Control Interno sobre la Información Societaria" define, como se ha explicado en los puntos precedentes, la metodología y normas para la proyección, institución y mantenimiento en el tiempo del sistema de control interno sobre la información financiera. Dichas normas son articuladas sobre la base del Control Interno – Integrated Framework ("COSO Report") elaborado por el Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.

Por último cabe destacar que el Cuerpo Normativo de Ecogas se encuadra dentro de un Proceso de Mejora Continua, de acuerdo a lo contemplado en el Procedimiento de "Gestión del Sistema Normativo de Ecogas". De acuerdo al mismo, ante la identificación de una oportunidad de mejora, la Gerencia responsable efectúa el análisis de detalle de la solución y la propuesta del plan de implementación y una vez aprobada la mejora por los niveles requeridos, se procede a su implementación.

III.5 El Órgano de Administración comunica sobre los resultados de la supervisión de la gestión de riesgos realizada conjuntamente con la Gerencia General en los estados financieros y en la Memoria anual. Especificar los principales puntos de las exposiciones realizadas.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad expone los riesgos en la Memoria Anual, en las Reseñas Informativas trimestrales y en las Notas a los Estados Contables anuales y trimestrales, cumpliendo lo requerido por las normas contables profesionales vigentes.

Las exposiciones realizadas sobre los riesgos respecto del ejercicio finalizado el 31-12-2012 se exponen en la Memoria Anual y Notas a los Estados Contables que acompañan el presente Informe.

PRINCIPIO IV: SALVAGUARDAR LA INTEGRIDAD DE LA INFORMACION FINANCIERA CON AUDITORÍAS INDEPENDIENTES

Recomendación IV: Garantizar la independencia y transparencia de las funciones que le son encomendadas al Comité de Auditoría y al Auditor Externo.

IV.1 El Órgano de Administración al elegir a los integrantes del Comité de Auditoría teniendo en cuenta que la mayoría debe revestir el carácter de independiente, evalúa la conveniencia de que sea



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

presidido por un miembro independiente.

Cumplimiento: Total.

El Directorio designa a los miembros del Comité de Auditoría cumpliendo con las mayorías establecidas en el artículo 31 bis del Estatuto Social, delegando en el Comité de Auditoría la designación de su presidente.

El Comité de Auditoría considera que si eventualmente quien lo presida tiene vinculación con la gestión, como el presidente no tiene un voto calificado, en ese caso el mismo no condiciona las evaluaciones independientes del citado Comité.

IV.2 Existe una función de auditoría interna que reporta al Comité de Auditoría o al Presidente del Órgano de Administración y que es responsable de la evaluación del sistema de control interno. Indicar si el Comité de Auditoría o el Órgano de Administración hace una evaluación anual sobre el desempeño del área de auditoría interna y el grado de independencia de su labor profesional, entendiéndose por tal que los profesionales a cargo de tal función son independientes de las restantes áreas operativas y además cumplen con requisitos de independencia respecto a los accionistas de control o entidades relacionadas que ejerzan influencia significativa en la Emisora. Especificar, asimismo, si la función de auditoría interna realiza su trabajo de acuerdo a las normas internacionales para el ejercicio profesional de la auditoría interna emitidas por el Institute of Internal Auditors (IIA).

Cumplimiento: Incumplido.

Si bien la Sociedad no cuenta específicamente con un Área de Auditoría Interna, las funciones de auditoría interna se cumplen como se indica a continuación:

El área de Organización del Sistema Normativo y Control, perteneciente a la Gerencia de Administración y Control realiza controles de cumplimientos de procesos y procedimientos.

El Directorio ha aprobado el Lineamiento Guía "Definición de la estructura y competencias del Organismo de Vigilancia" y las sucesivas modificaciones sobre el mismo. Asimismo, el Directorio asignó al Organismo de Vigilancia ("OdV") la responsabilidad de ser Garante del Código Ético.

Las principales actividades del OdV se orientan a verificar, mediante técnicas de auditoría, el cumplimiento de lo establecido en el "Modelo 231" específicamente en lo relacionado al cumplimiento de los estándares de control sobre las actividades de riesgo y de los procedimientos internos relacionados con las citadas actividades.

El OdV posee una composición colegiada de tres miembros designados por el Directorio: uno externo (funcionario de ENI S.p.A.) y dos internos (Gerente de Asuntos Legales, Regulatorios e Institucionales y Gerente de Recursos Humanos, Seguridad y Tecnología de la Información de la Sociedad). Uno de ellos asume funciones como Presidente del OdV, habiéndose designado por Directorio al miembro externo.

La autonomía y la independencia del OdV están garantizadas por su posicionamiento en la estructura organizativa empresarial y el profesionalismo de sus integrantes.

El OdV remite al Presidente de la Sociedad un informe semestral relativo a las actividades desarrolladas y el resultado de las mismas. Los señores Directores y Síndicos toman conocimiento de dicho informe en la reunión de Directorio pertinente.

IV.3 Los integrantes del Comité de Auditoría hacen una evaluación anual de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos, designados por la Asamblea de Accionistas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Describir los aspectos relevantes de los procedimientos empleados para realizar la evaluación.

Cumplimiento: Total.

El Comité de Auditoría realiza anualmente una evaluación de la idoneidad, independencia y desempeño de los Auditores Externos designados por la Asamblea de Accionistas, incluyendo las tareas desarrolladas y las conclusiones alcanzadas en su Informe Anual de Comité de Auditoría.

Los Procedimientos relevantes aplicados en la evaluación son: a) consideración de la información relativa a la propuesta de servicios, estructura asignada al desarrollo de la auditoría, metodología, trabajo, enfoque y planes de auditoría; b) políticas de independencia aplicadas para la estructura del Estudio de Auditoría, dentro del marco de las normas profesionales vigentes y presentación de Declaraciones Juradas de Independencia de los auditores ante la CNV; c) evaluación de los planes de trabajo de los auditores, en el marco de las normas profesionales vigentes; d) desempeño y cumplimiento de los planes de trabajo a través de la revisión de los papeles de trabajo de las auditorías trimestrales y anual y seguimiento de las conclusiones derivadas de las distintas etapas del trabajo; e) análisis de los honorarios facturados por el auditor en los servicios brindados e importancia relativa de los mismos; f) solicitud a los Auditores de la confirmación de la existencia o no de divergencias con la información contenida en los Estados Contables de la Sociedad; g) evaluación de la continuidad en la presentación de los servicios profesionales del auditor para el siguiente ejercicio económico, en el marco del punto III.9.4 de la Resolución General N°. 400/2002 de la CNV; y h) verificación de la inscripción del/ de los socio/s firmante/s y de la firma Auditora en los registros creados por la Resolución General N°. 504/2007 de la CNV "Registro de Auditores Externos y Registro de Asociaciones de Profesionales Universitarios".

IV.4 La Emisora cuenta con una política referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o del Auditor Externo; y a propósito del último, si la rotación incluye a la firma de auditoría externa o únicamente a los sujetos físicos.

Cumplimiento: Incumplimiento.

La Sociedad no cuenta con una Política específica, referida a la rotación de los miembros de la Comisión Fiscalizadora y/o el Auditor Externo. Anualmente es potestad de la Asamblea designar a los miembros de la Comisión Fiscalizadora.

En el marco de la normativa vigente en cuanto a rotación se refiere, la Asamblea de Accionistas decide la contratación de la Firma de Auditoría Externa y el o los ejercicios económicos que abarca su desempeño.

PRINCIPIO V: RESPETAR LOS DERECHOS DE LOS ACCIONISTAS

Recomendación V.1: Asegurar que los accionistas tengan acceso a la información de la Emisora.

Cumplimiento: Total.

De acuerdo a lo establecido en el Código Ético, la Sociedad considera necesario que los accionistas puedan participar de las decisiones que están dentro de los límites de su competencia y hacer elecciones informadas.

Por lo tanto, se compromete a garantizar la máxima transparencia y oportunidad en la información comunicada a los accionistas y al mercado, y a darle la debida consideración a los legítimos comentarios de los Accionistas en las Asambleas.

V.1.1 El Órgano de Administración promueve reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidiendo con la presentación de los estados financieros intermedios. Explicitar indicando la cantidad y frecuencia de las reuniones realizadas en el transcurso del año.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Cumplimiento: Parcial.

El Directorio promueve la participación informada de los accionistas en las Asambleas Generales y adopta cuantas medidas sean oportunas para facilitar que la Asamblea de Accionistas ejerza efectivamente las funciones que le son propias conforme a la Ley de Sociedades Comerciales (LSC), la Ley de Mercado de Capitales (LMC), las normas de la CNV y el Estatuto Social.

La Sociedad pública la información pertinente, necesaria y oportuna a través de los organismos de control societario y en su página Web, y asigna a su Responsable de Relaciones con el Mercado la atención de las consultas que pudieran realizar los accionistas, conforme a las normas vigentes.

A través de lo expresado en el punto siguiente mantiene un contacto disponible para que los accionistas puedan aclarar las dudas que les pueda generar la información puesta a disposición.

Bajo esas pautas, el Directorio no considera necesario efectuar reuniones informativas periódicas con los accionistas coincidentes con los estados financieros intermedios.

V.1.2 La Emisora cuenta con mecanismos de información a inversores y con un área especializada para la atención de sus consultas. Adicionalmente cuenta con un sitio web que puedan acceder los accionistas y otros inversores, y que permita un canal de acceso para que puedan establecer contacto entre sí. Detallar.

Cumplimiento: Total.

En el marco de lo establecido en el inciso a) del artículo 99º la Ley de Mercado de Capitales (LMC) que sustituyó al inciso a) del artículo 5º del Decreto N° 677/2001, el Directorio ha designado desde el 10/12/2001 un Responsable de Relaciones con el Mercado.

Al respecto, se ha implementado un mecanismo para canalizar las consultas e inquietudes de los accionistas y/o público en general, que incluye su página Web, en un todo de acuerdo con las normas de la CNV emitidas sobre el particular.

Recomendación V.2: Promover la participación activa de todos los accionistas.

V.2.1 El Órgano de Administración adopta medidas para promover la participación de todos los accionistas en las Asambleas Generales de Accionistas. Explicitar, diferenciando las medidas exigidas por ley de las ofrecidas voluntariamente por la Emisora a sus accionistas.

Cumplimiento: Parcial.

El Directorio convoca a las Asambleas por medio de las publicaciones exigidas y conforme a los plazos y los requisitos requeridos por las normas legales y reglamentarias. La pertinente convocatoria se publica en el Boletín Diario de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, en la Autopista de Información Financiera de la CNV (susceptible de ser vista a través de la Web de la Sociedad), en el Boletín Oficial de la República Argentina y en un diario de amplia circulación en el territorio del país, lo que resulta un mecanismo apto para que los accionistas minoritarios se informen y puedan desarrollar el pleno ejercicio de sus derechos de información y participación accionaria.

La Sociedad, una vez aprobados por el Directorio, presenta en la Autopista de Información Financiera de la CNV y en la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, así como también en la Caja de Valores, la Memoria, Estados Contables e Información Complementaria a ser tratados en la Asamblea convocada, información que también queda disponible en la página web de la Sociedad, para el conocimiento del público inversor.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

El Directorio considera que las normas legales, estatutarias y de los organismos de control vigentes, a las cuales la Sociedad ajusta su comportamiento son suficientes y por ello no ha considerado necesaria la promoción de mecanismos adicionales.

V.2.2 La Asamblea General de Accionistas cuenta con un Reglamento para su funcionamiento que asegura que la información esté disponible para los accionistas, con suficiente antelación para la toma de decisiones. Describir los principales lineamientos del mismo.

Cumplimiento: Incumplido.

La Asamblea de Accionistas no cuenta con un Reglamento para su funcionamiento. El Directorio de la Sociedad no considera necesario proponérselo a los Accionistas, dado que cumple con todos los requisitos legales establecidos para la celebración de las Asambleas de Accionistas, conforme la normativa en vigencia. Es el Directorio de la Sociedad quien asegura que la información esté disponible para los accionistas, en los términos y tiempos que establece la normativa vigente, de manera tal que permita la adecuada toma de decisiones. Desde el inicio de actividades la Sociedad no ha recibido quejas de los Accionistas ni de los Organismos de Control vinculadas al funcionamiento de sus asambleas.

V.2.3 Resultan aplicables los mecanismos implementados por la Emisora a fin que los accionistas minoritarios propongan asuntos para debatir en la Asamblea General de Accionistas de conformidad con lo previsto en la normativa vigente. Explicitar los resultados.

Cumplimiento: Total.

A partir de mecanismos explicados en el punto V.2.1 precedente la Sociedad facilita a los accionistas minoritarios la participación y propuesta de los asuntos a debatir en la Asamblea, dentro de los términos de la normativa vigente.

V.2.4 La Emisora cuenta con políticas de estímulo a la participación de accionistas de mayor relevancia, tales como los inversores institucionales. Especificar.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad presenta en la Memoria, Estados Contables e Información complementaria, en los Balances trimestrales y a través de la publicación de documentación e información prevista por la normativa vigente, la información necesaria, clara y oportuna que los Inversores requieren para decidir y/o proponer su participación en la Sociedad.

La Sociedad no evalúa necesario contar con políticas destinadas a estimular la participación de accionistas de mayor relevancia, ya que cumple con la normativa legal vigente en la materia y considera que la misma es suficiente para todos los accionistas y considera, además, que debe dar similar tratamiento a todos los accionistas.

V.2.5 En las Asambleas de Accionistas donde se proponen designaciones de miembros del Órgano de Administración se dan a conocer, con carácter previo a la votación: (i) la postura de cada uno de los candidatos respecto de la adopción o no de un Código de Gobierno Societario; y (ii) los fundamentos de dicha postura.

Cumplimiento: Incumplido.

La Sociedad no da a conocer actualmente, con carácter previo a la votación la postura de cada candidato a miembro del Órgano de Administración respecto de la adopción o no del Código de Gobierno Societario.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Recomendación V.3: Garantizar el principio de igualdad entre acción y voto. La Emisora cuenta con una política que promueva el principio de igualdad entre acción y voto. Indicar cómo ha ido cambiando la composición de acciones en circulación por clase en los últimos tres años.

Cumplimiento: Total.

El capital de la Sociedad se compone solamente de acciones ordinarias y escriturales de valor nominal \$1 (uno) con derecho a un voto por acción, de manera que desde su constitución ha garantizado el principio de igualdad entre acción y voto.

Recomendación V.4: Establecer mecanismos de protección de todos los accionistas frente a las tomas de control. La Emisora adhiere al régimen de oferta pública de adquisición obligatoria. Caso contrario, explicitar si existen otros mecanismos alternativos, previstos estatutariamente, como el tag along u otros.

Cumplimiento: Total.

Con la vigencia de la Ley N° 26.831 de Mercado de Capitales y conforme su Art. 90 de alcance universal quedó sin efecto lo establecido en el artículo 6 -in fine- del Estatuto Social respecto la condición de esta Emisora como Sociedad No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Oferta Pública de Adquisición Obligatoria.

La Sociedad no cuenta con otros mecanismos alternativos.

Recomendación V.5: Alentar la dispersión accionaria de la Emisora. La Emisora cuenta con una dispersión accionaria de al menos 20 por ciento para sus acciones ordinarias. Caso contrario, la Emisora cuenta con una política para aumentar su dispersión accionaria en el mercado. Indicar cuál es el porcentaje de la dispersión accionaria como porcentaje del capital social de la Emisora y cómo ha variado en el transcurso de los últimos tres años.

Cumplimiento: Total.

La dispersión accionaria como porcentaje del capital de la Sociedad es del 30%, que corresponde a los tenedores de las acciones ofrecidas a la venta mediante oferta pública.

Recomendación V.6: Asegurar que haya una política de dividendos transparente.

V.6.1 La Emisora cuenta con una política de distribución de dividendos prevista en el Estatuto Social y aprobada por la Asamblea de Accionistas en las que se establece las condiciones para distribuir dividendos en efectivo o acciones. De existir la misma, indicar criterios, frecuencia y condiciones que deben cumplirse para el pago de dividendos.

Cumplimiento: Parcial.

El Estatuto de la Sociedad define en sus Artículos 36 a 40, conforme a las normas legales vigentes y las características particulares de la Sociedad, los aspectos relativos a la distribución de ganancias líquidas y realizadas que incluyen el pago de dividendos.

En la Memoria a los Estados Contables anuales de la Sociedad, como política de distribución de dividendos, el Directorio recomienda a la Asamblea de Accionistas la distribución de ganancias líquidas y realizadas conforme los resultados del balance de la Sociedad y a otros factores considerados relevantes. A tal fin, en su propuesta de asignación de resultados el Directorio evalúa anualmente, de acuerdo con las condiciones particulares de la Sociedad, la razonabilidad de fijar el pago de un dividendo en efectivo, explicitando las conclusiones a que arribe y las motivaciones que las fundamenten.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Considerando lo establecido en el estatuto y la práctica societaria respecto de la distribución de dividendos, la Sociedad no ha considerado necesario incluir una política específica de distribución de dividendos en su Estatuto Social.

V.6.2 La Emisora cuenta con procesos documentados para la elaboración de la propuesta de destino de resultados acumulados de la Emisora que deriven en constitución de reservas legales, estatutarias, voluntarias, pase a nuevo ejercicio y/o pago de dividendos. Explicitar dichos procesos y detallar en que Acta de Asamblea General de Accionistas fue aprobada la distribución (en efectivo o acciones) o no de dividendos, de no estar previsto en el Estatuto Social.

Cumplimiento: Parcial.

El Directorio realiza la propuesta de destino de resultados, tal como se mencionó, con la propuesta de distribución de dividendos, basándose en las Normas Legales y regulatorias vigentes, en su Estatuto Social y considerando la situación económico-financiera de la Sociedad. Tal como también se indicó ello se expone detalladamente en la Memoria Anual.

Los Accionistas de la Sociedad consideraron el destino a dar al resultado del ejercicio finalizado el 31/12/2011, la distribución de dividendos y constitución de reservas legal, facultativas para futura distribución de dividendos, y para cubrir necesidades económico-financieras, en Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de fecha 26/04/2012. En el Acta correspondiente a dicha reunión queda formalizado lo explicado respecto de la metodología utilizada.

PRINCIPIO VI: MANTENER UN VÍNCULO DIRECTO Y RESPONSABLE CON LA COMUNIDAD

Recomendación VI: Suministrar a la comunidad la revelación de las cuestiones relativas a la Emisora y un canal de comunicación directo con la empresa.

VI.1 La Emisora cuenta con un sitio web de acceso público, actualizado, que no solo suministre información relevante de la empresa (Estatuto Social, grupo económico, composición del Órgano de Administración, estados financieros, Memoria anual, entre otros) sino que también recoja inquietudes de usuarios en general.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad dispone de su propio sitio Web, de libre y fácil acceso, para sus clientes y la comunidad en general.

En ella se suministra información relevante tal como: Memoria y Estados Contables anuales, Estados Contables trimestrales, Código Ético, "Modelo 231", Reglamento de Servicio, Gestión Ambiental, entre otra información comercial, técnica y normativa de interés para la empresa.

Adicionalmente, el sitio Web cuenta con un link de acceso a la información que en función de lo requerido por la normativa vigente, ha sido publicada por la Sociedad en la página web de la Comisión Nacional de Valores.

Se pueden recoger las inquietudes de la comunidad a través de un mecanismo de consulta instrumentado con la disponibilidad de un servicio de correo electrónico.

El servicio de información ofrecido en la Web de la Sociedad está desarrollado utilizando tecnología que permite garantizar la identidad del sitio (propietario u operador del sitio Web) y la realización de todas las transacciones de manera segura y confidencial. La información intercambiada está codificada y su



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

resguardo y conservación se realiza conforme las regulaciones a las que está sometida la actividad de la Sociedad.

VI.2 La Emisora emite un Balance de Responsabilidad Social y Ambiental con frecuencia anual, con una verificación de un Auditor Externo independiente. De existir, indicar el alcance o cobertura jurídica o geográfica del mismo y dónde está disponible. Especificar que normas o iniciativas han adoptado para llevar a cabo su política de responsabilidad social empresaria (Global Reporting Initiative y/o el Pacto Global de Naciones Unidas, ISO 26.000, SA8000, Objetivos de Desarrollo del Milenio, SGE 21-Foretica, AA 1000, Principios de Ecuador, entre otras).

Cumplimiento: Parcial.

La Sociedad se encuentra en el proceso de planificación de metas y asignación de recursos a los fines de poder desarrollar a mediano plazo un informe de Responsabilidad Social Empresaria bajo el lineamiento de sus políticas asumidas en ese sentido.

PRINCIPIO VII: REMUNERAR DE FORMA JUSTA Y RESPONSABLE

Recomendación VII: Establecer claras políticas de remuneración de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea, con especial atención a la consagración de limitaciones convencionales o estatutarias en función de la existencia o inexistencia de ganancias.

Cumplimiento: Parcial.

En el Lineamiento Guía para el Management de “Recursos Humanos” y en la Política “Nuestra Gente” aprobados por el Directorio, se establecen los elementos fundamentales de los sistemas de remuneración aplicables al personal, incluyendo los Gerentes de primera línea. El responsable de llevar a cabo éstas políticas en éste tema es el Responsable de Recursos Humanos quien reporta directamente al Director Ejecutivo.

La política de remuneraciones de los Directores de la Sociedad es establecida por los Accionistas dentro del marco normativo vigente y en tales términos ejecutada por el Directorio.

El Comité de Auditoría en su informe anual, opina sobre la razonabilidad de la remuneración a los Directores y Ejecutivos, siendo dicho informe considerado por el Directorio en oportunidad del tratamiento de los Estados Contables Anuales.

VII.1 La Emisora cuenta con un Comité de Remuneraciones:

Cumplimiento: Incumplido.

Considerando lo explicado en el punto VII precedente, la estructura y las posibilidades de la Sociedad, la misma no ha considerado necesario constituir un Comité de Remuneraciones.

Los restantes ítems que integran los puntos VII.1, VII.2 y VII.3 no resultan aplicables en función de lo expuesto en el presente punto, omitiéndose por ello su transcripción.

VII.4 En caso de no contar con un Comité de Remuneraciones, explicar cómo las funciones descritas en VII. 2 son realizadas dentro del seno del propio Órgano de Administración.

Cumplimiento: Total.

En Particular, y en referencia al punto VII.2.1 “***asegura que exista una clara relación entre el desempeño del personal clave y su remuneración fija y variable, teniendo en cuenta los riesgos asumidos y su administración***”: el Directorio ha aprobado el Lineamiento Guía de Management de “Recursos Humanos”



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

que establece como principio la adopción de un sistema de remuneración que procura balancear el mix retributivo entre componentes fijos y variables de corto y mediano plazo, con el objetivo de asegurar una remuneración coherente con respecto a las responsabilidades del puesto cubierto, a los resultados alcanzados y con relación a los mercados retributivos de referencia.

En referencia al punto **VII.2.2 “supervisa que la porción variable de la remuneración de miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea se vincule con el rendimiento a mediano y/o largo plazo de la Emisora”**: históricamente la Sociedad ha asumido una remuneración fija para aquellos Directores que la Asamblea aprobó remunerar. En cuanto a los Gerentes de primera línea resulta aplicable lo expuesto en el párrafo precedente.

Con respecto al punto **VII.2.3 “revisa la posición competitiva de las políticas y prácticas de la Emisora con respecto a remuneraciones y beneficios de empresas comparables, y recomienda o no cambios”**: el Directorio conforme el Lineamiento Guía de “Recursos Humanos” aprobado, adopta instrumentos para el monitoreo continuo de las tendencias retributivas y de las mejoras prácticas y define y actualiza periódicamente las propias políticas retributivas, inspiradas en criterios de mérito y equidad interna.

En relación con el punto **VII.2.4 “define y comunica la política de retención, promoción, despido y suspensión de personal clave”**: el Directorio ha aprobado y difundido las Políticas “Nuestra Gente”, “Excelencia Operativa” el Lineamiento Guía “Recursos Humanos” que dan marco y disponen específicamente los lineamientos y políticas de selección, retención, despido y suspensión del personal, incluyéndose el personal clave.

Conforme el punto **VII.2.5 “informa las pautas para determinar los planes de retiro de los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea de la Emisora”**: dentro de las políticas y Lineamientos Guía aprobadas, no se han adoptado pautas que permitan aplicar planes de retiro a los miembros del Directorio y Gerentes de primera línea.

PRINCIPIO VIII: FOMENTAR LA ÉTICA EMPRESARIAL

Recomendación VIII: Garantizar comportamientos éticos en la Emisora.

VIII.1 La Emisora cuenta con un Código de Conducta Empresaria. Indicar principales lineamientos y si es de conocimiento para todo público. Dicho Código es firmado por al menos los miembros del Órgano de Administración y gerentes de primera línea. Señalar si se fomenta su aplicación a proveedores y clientes.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad cuenta con un Código Ético aprobado por el Directorio. El mismo es conocido por todo el personal y firmado tanto por los miembros del Órgano de Administración como por los gerentes de primera línea y todos los empleados de la Sociedad.

Dicho Código fue publicado tanto en la Intranet, como la página Web de la Sociedad, siendo por tanto de conocimiento público.

Los principales lineamientos del Código Ético se orientan a principios generales de sostenibilidad y responsabilidad corporativa, ética, transparencia, corrección y profesionalismo y asimismo reglas de conducta y relaciones con partes interesadas. En cuanto a las Relaciones con accionistas y con el mercado se ocupa de: valor para los accionistas, eficiencia y transparencia, código de autodisciplina, información societaria, información privilegiada y medios de comunicación. Trata las relaciones entre la Gerencia, empleados y colaboradores, contemplando el desarrollo y promoción de los recursos humanos, la gestión de conocimientos, la seguridad corporativa y la prohibición de las conductas indebidas.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

En cuanto a la relación con clientes la Sociedad se compromete a respetar el derecho de los mismos a no recibir servicios dañinos para su salud e integridad física y a disponer de información completa acerca del servicio ofrecido.

En lo relativo a proveedores, la Sociedad se compromete a buscar proveedores y colaboradores externos con profesionalismo adecuado y comprometidos a compartir los principios y contenido del Código. Los mismos deben expresar que han tomado conocimiento de las disposiciones del Código Ético en todas las prestaciones que efectúen a la misma.

VIII.2 La Emisora cuenta con mecanismos para recibir denuncias de toda conducta ilícita o anti ética, en forma personal o por medios electrónicos garantizando que la información transmitida responda a altos estándares de confidencialidad e integridad, como de registro y conservación de la información. Indicar si el servicio de recepción y evaluación de denuncias es prestado por personal de la Emisora o por profesionales externos e independientes para una mayor protección hacia los denunciantes.

Cumplimiento: Total.

La Sociedad cuenta con un Procedimiento vigente denominado “Tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos”, en el que se formalizan los mecanismos para recibir y evaluar las denuncias recibidas respecto de conductas ilícitas o anti-éticas.

Existen dos canales de Denuncia: a) Canal Interno: las denuncias confidenciales pueden ser reportadas a una dirección de e-mail genérica establecida a ese efecto y b) Canal directo a la sociedad ENI S.p.A que ejerce el control final de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.: en cuyo caso pueden utilizarse la dirección de e-mail, el número de teléfono y de fax puestos a disposición por ENI S.p.A a tal efecto.

La Sociedad constituyó un Equipo de Tratamiento de Denuncias Anónimas (ETDA) integrado por la Gerencia de Administración y Control (GAC), la Gerencia de Asuntos Legales, Regulatorios e Institucionales (GALRI), la Gerencia de Recursos Humanos, Seguridad y Tecnología Informática (GRHSyTI) y la Gerencia General (GG). El ETDA es el sujeto Receptor de las Denuncias para la Sociedad (Canal Interno). El receptor en el caso del Canal Externo es la Dirección de Auditoría Interna (DINAU) de ENI S.p.A.

El Sujeto Receptor es el encargado de registrar la denuncia, comprobar la documentación y antecedentes, efectuar las investigaciones complementarias necesarias obteniendo la adecuada evidencia documental, definir el plan de acción para la eliminación de las eventuales criticidades encontradas y realizar el seguimiento. El Sujeto Receptor es también el encargado de guardar copia de la documentación que garantice la trazabilidad de todo lo actuado, asegurando además la conservación de la documentación original en archivos físicos o electrónicos con los más elevados niveles de seguridad y confidencialidad. Es el responsable, por lo tanto, de mantener actualizado el sistema de gestión, monitoreo y reporte de denuncias.

La normativa dispone asimismo que todos los empleados involucrados en el tratamiento de denuncias deben garantizar la absoluta reserva sobre los sujetos y hechos denunciados y denunciantes, utilizando para esto criterios y modalidad de comunicación idóneos para la protección de los datos y de la honorabilidad de las personas mencionadas en la denuncia, así como el anonimato y la protección de quien efectúa la denuncia con el fin de preservar la eficacia de la investigación.

VIII.3 La Emisora cuenta con políticas, procesos y sistemas para la gestión y resolución de las denuncias mencionadas en el punto VIII.2. Hacer una descripción de los aspectos más relevantes de las mismas e indicar el grado de involucramiento del Comité de Auditoría en dichas resoluciones, en particular en aquellas denuncias asociadas a temas de control interno para reporte contable y sobre conductas de miembros del Órgano de Administración y gerentes de la primera línea.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Anexo a la Memoria correspondiente al ejercicio económico finalizado el 31 de diciembre de 2013.

Cumplimiento: Total.

Los mecanismos y procedimientos con que cuenta la Sociedad para el “Tratamiento de denuncias confidenciales y de presuntos comportamientos ilícitos” fueron descriptos en el punto VIII.2 precedente.

La GRHSyTI emite Reportes trimestrales con información: a) General: sobre las principales informaciones contenidas en el sistema de gestión, monitoreo y reporte de las denuncias, con evidencia de todas las denuncias recibidas y del estado de avance de los trabajos; b) Específico sobre acciones disciplinarias: conteniendo el origen de la causa, el tipo de comportamiento irregular, empleados involucrados, medidas aplicadas y acciones ejecutadas o en proceso y el estado de las mismas; y c) Específico sobre acciones prejudiciales o judiciales, con el mismo contenido que el expresado en b). Semestralmente genera información confidencial estadística de las denuncias.

Los reportes son transmitidos al Soporte Legal Anticorrupción Ecogas (que funciona dentro de la GALRI), la Dirección Ejecutiva, el ETDA o la DINAU (según el equipo que lo confeccione) y al Organismo de Vigilancia.

Por su parte, el Comité de Auditoría incluye dentro de sus tareas periódicas, la evaluación final con la Dirección Ejecutiva, del cumplimiento del Reglamento Interno y del Código Ético vigente. De acuerdo a lo expresado en su último informe anual, el Comité de Auditoría no tiene objeciones sobre el cumplimiento por parte de la Dirección Ejecutiva y de las Gerencias de las normas establecidas por el Reglamento interno y el Código Ético.

PRINCIPIO IX: PROFUNDIZAR EL ALCANCE DEL CÓDIGO

Recomendación IX: Fomentar la inclusión de las previsiones que hacen a las buenas prácticas de buen gobierno en el Estatuto Social. El Órgano de Administración evalúa si las previsiones del Código de Gobierno Societario deben reflejarse total o parcialmente en el Estatuto Social, incluyendo las responsabilidades generales y específicas del Órgano de Administración. Indicar cuáles previsiones están efectivamente incluidas en el Estatuto Social desde la vigencia del Código hasta el presente.

Cumplimiento: Parcial.

El Estatuto Social de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. se adecua a las disposiciones de la LSC, a las normas emitidas por la CNV y al marco regulatorio en que la Sociedad se debe desenvolver.

Dicho Estatuto contiene asimismo las previsiones relativas a la integración y funcionamiento del Directorio, de la Comisión Fiscalizadora y del Comité de Auditoría.

Tal como fuera explicado anteriormente en el presente documento, el “Modelo 231” y su Código Ético, las Políticas y Lineamientos Guía para el Management, todas aprobadas por el Directorio, conforman un conjunto de principios y disposiciones que confluyen a establecer para la Sociedad las mejores prácticas de Gobierno Societario acorde a la Estructura y posibilidades de la misma. Ante la extensión, diversidad de contenido y permanente actualización requerida por el citado cuerpo normativo y dentro del contexto dinámico de un proceso de mejora continua, la Sociedad no considera conveniente incluirlo en el Estatuto Social.

Buenos Aires, 6 de marzo de 2014.

EL DIRECTORIO.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Domicilio Legal: Suipacha 1067, 5° piso, frente - Buenos Aires

EJERCICIO ECONOMICO N° 22
INICIADO EL 1° DE ENERO DE 2013

Estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2013

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

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

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

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

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

Modificación del Estatuto (última): **1° de junio de 2012; inscrita en la Inspección General de Justicia el 18 de diciembre de 2012.**

Información sobre la Sociedad Controlante en Nota 15.

COMPOSICION DEL CAPITAL al 31 de diciembre de 2013 (expresado en pesos)

Clases de Acciones	Suscripto, integrado e inscripto (Nota 16)
Acciones ordinarias y escriturales de valor nominal \$ 1 y con derecho a un voto por acción:	
Clase A	103.199.157
Clase B	78.917.002
Clase C	20.235.129
TOTAL	202.351.288

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

**ESTADO DEL RESULTADO INTEGRAL
CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**

(expresado en miles de pesos, excepto las cifras pérdida y ganancia neta por acción expresadas en pesos)

	Notas	31 de diciembre de 2013	31 de diciembre de 2012
Ingresos de actividades ordinarias	3	348.356	266.354
Costo de ventas	4	(206.845)	(183.106)
Resultado bruto		141.511	83.248
Gastos de administración	5	(49.265)	(37.741)
Gastos de comercialización	5	(66.157)	(51.388)
Otros ingresos operativos	6	3.237	6.372
Otros egresos operativos	6	(1.958)	(327)
Resultado operativo		27.368	164
Costos financieros	6	(356)	(12)
Ingresos financieros	6	25.550	14.341
Resultado antes del impuesto a las ganancias		52.562	14.493
Impuesto a las ganancias	7	(20.472)	(6.508)
Resultado neto del ejercicio		32.090	7.985
Otro resultado integral del ejercicio que se reclasificará a resultados en períodos posteriores			
Ganancia (pérdida) por activos financieros disponibles para la venta		92	(412)
Efecto en el impuesto a las ganancias	7	(32)	144
Otro resultado integral neto		60	(268)
Resultado integral neto del ejercicio		32.150	7.717
Ganancia por acción: Básica y Diluida	8	0,159	0,038

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

**ESTADO DE SITUACION FINANCIERA
AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**
(expresado en miles de pesos)

	Notas	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedades, planta y equipo	9	477.143	479.691	488.573
Activos intangibles	10	3.183	741	998
Otros activos financieros	12.2	1.442	2.360	1.287
Otros activos no financieros	13.1	64	186	2.427
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	12.1	23	34	59
Saldo a favor impuesto a las ganancias		17.278	12.948	9.035
		499.133	495.960	502.379
Activos corrientes				
Inventarios	11	1.596	1.267	1.209
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	15.1	989	570	340
Otros activos financieros	12.2	23.895	21.832	1.254
Otros activos no financieros	13.1	1.724	1.741	1.712
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	12.1	42.928	32.231	24.525
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.3.8	125.425	97.438	96.564
		196.557	155.079	125.604
Total de activos		695.690	651.039	627.983
Patrimonio y pasivos				
Patrimonio				
Capital emitido	16.5	202.351	202.351	202.351
Ajuste de capital	16.6	217.428	217.428	290.480
Reserva legal	16.7	30.008	29.622	29.189
Reservas facultativas	16.9	5.496	24.300	-
Resultados acumulados no asignados		32.358	4.439	(49.117)
Otros componentes del patrimonio	16.8	(208)	(268)	-
Patrimonio total		487.433	477.872	472.903
Pasivos no corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.3	3.457	2.947	2.819
Otros pasivos no financieros	13.2	29.416	21.585	11.081
Pasivo por impuesto diferido	7	66.958	70.172	71.798
		99.831	94.704	85.698
Pasivos corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.3	48.883	44.281	36.033
Remuneraciones y cargas sociales	13.4	11.820	9.136	8.590
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	15.1	2.602	979	881
Provisiones	14	17.298	12.637	11.997
Impuesto a las ganancias a pagar	2.3.2	20.532	4.836	7.233
Deudas fiscales	13.3	7.291	6.594	4.648
		108.426	78.463	69.382
Total de pasivos		208.257	173.167	155.080
Total de patrimonio y pasivos		695.690	651.039	627.983

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

**ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO
CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013**
(expresado en miles de pesos)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS					OTROS COMPONENTES DEL PATRIMONIO (Nota 16.8)	TOTAL DEL PATRIMONIO
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESERVAS FACULTATIVAS		RESULTADOS ACUMULADOS NO ASIGNADOS	TOTAL		Al 31 de diciembre de 2013
					PARA FUTURAS DISTRIBUCIONES DE DIVIDENDOS	PARA CUBRIR NECESIDADES ECONOMICO-FINANCIERAS				
Saldos al inicio del ejercicio 2013	202.351	217.428	419.779	29.622	18.804	5.496	4.439	58.361	(268)	477.872
Disposición de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 04/04/2013 (Nota 16)										
-Reserva Legal	-	-	-	386	-	-	(386)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo	-	-	-	-	(18.804)	-	(3.785)	(22.589)	-	(22.589)
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	32.090	32.090	-	32.090
Otro resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	60	60
Saldos al 31 de diciembre de 2013	202.351	217.428	419.779	30.008	-	5.496	32.358	67.862	(208)	487.433

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS					OTROS COMPONENTES DEL PATRIMONIO (Nota 16.8)	TOTAL DEL PATRIMONIO
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESERVAS FACULTATIVAS		RESULTADOS ACUMULADOS NO ASIGNADOS	TOTAL		Al 31 de diciembre de 2012
					PARA FUTURAS DISTRIBUCIONES DE DIVIDENDOS	PARA CUBRIR NECESIDADES ECONOMICO-FINANCIERAS				
Saldos al inicio del ejercicio 2012	202.351	290.480	492.831	29.189	-	-	(49.117)	(19.928)	-	472.903
Disposición de la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas del 26/04/2012 (Nota 16)										
- Reserva Legal	-	-	-	433	-	-	(433)	-	-	-
- Reservas Facultativas	-	-	-	-	18.804	5.496	(24.300)	-	-	-
- Distribución de dividendos en efectivo	-	-	-	-	-	-	(2.748)	(2.748)	-	(2.748)
Disposición Asamblea (Nota 16.6)	-	(73.052)	(73.052)	-	-	-	73.052	73.052	-	-
Resultado neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	7.985	7.985	-	7.985
Otro resultado integral neto del ejercicio	-	-	-	-	-	-	-	-	(268)	(268)
Saldos al 31 de diciembre de 2012	202.351	217.428	419.779	29.622	18.804	5.496	4.439	58.361	(268)	477.872

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO
CORRESPONDIENTE AL EJERCICIO FINALIZADO EL 31 DE DICIEMBRE DE 2013
(expresado en miles de pesos)

	Notas	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO			
ACTIVIDADES OPERATIVAS			
Resultado del ejercicio antes del impuesto a las ganancias		52.562	14.493
Ajustes para conciliar el resultado del ejercicio antes del impuesto a las ganancias con los flujos netos de efectivo:			
Depreciación de propiedad, planta y equipo	9	23.714	23.367
Amortización de activos intangibles	10	537	542
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo	6	(538)	(49)
Bajas de propiedad, planta y equipo e intangibles por desafectación y consumo	9	948	1.291
Aumento (Disminución) neta de la provisión para deudores de cobro dudoso y de otros créditos	12.1	253	(765)
Aumento neto de la provisión para juicios y contingencias	14	4.939	1.308
Resultados por tenencia títulos públicos		(41)	(41)
Diferencia de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(11.178)	(4.383)
Diferencia de cotización generada por pasivos		471	75
Ajustes al capital de trabajo:			
(Aumento) de otros activos financieros		(1.700)	(21.677)
Disminución de otros activos no financieros		139	2.212
Aumento de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar		(12.635)	(9.374)
(Aumento) de inventarios		(329)	(65)
(Aumento) de cuentas por cobrar a entidades relacionadas		(419)	(230)
Aumento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		5.052	9.465
Aumento de remuneraciones y cargas sociales		2.684	546
Aumento de deudas fiscales		715	2.222
Aumento (Disminución) de impuesto a las ganancias a pagar		142	(635)
Aumento de cuentas por pagar entidades relacionadas		1.623	98
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta pagados		(4.631)	(3.569)
Intereses Pagados		(38)	(12)
Intereses Cobrados		2.351	2.264
Pago de juicios (a)		(277)	(669)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS		<u>64.344</u>	<u>16.414</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION			
Pago por adquisición de propiedad planta y equipo	9	(22.538)	(17.000)
Pago por adquisición de intangibles	10	(2.984)	(285)
Cobros por venta de propiedad, planta y equipo	6	576	110
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION		<u>(24.946)</u>	<u>(17.175)</u>
ACTIVIDADES DE FINANCIACION			
Pago de dividendos		(22.589)	(2.748)
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACION		<u>(22.589)</u>	<u>(2.748)</u>
Aumento (Disminución) neta de efectivo y equivalentes de efectivo		16.809	(3.509)
Diferencia de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		11.178	4.383
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del ejercicio	2.3.8	97.438	96.564
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	2.3.8	<u>125.425</u>	<u>97.438</u>

(a) Incluye (44) de pagos directos no provisionados.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

INDICE

<u>Nota N°</u>	<u>Concepto</u>	<u>Página</u>
1	Información Corporativa y Actividades principales de la Sociedad.	7
2	Bases de presentación de los estados financieros.	23
3	Ingresos de actividades ordinarias.	46
4	Costo de venta.	46
5	Gastos de distribución, administración y comercialización.	47
6	Otros Ingresos y Egresos.	48
7	Impuesto a las ganancias.	49
8	Ganancia por Acción.	51
9	Propiedades, Planta y Equipo.	51
10	Activos Intangibles.	53
11	Inventarios.	54
12	Activos y Pasivos financieros	54
13	Otros Activos y Pasivos no financieros.	61
14	Provisiones	63
15	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Art. 33 Ley 19.550 y partes relacionadas.	64
16	Capital Social, reservas de capital y otros componentes del patrimonio.	67
17	Restricciones a la distribución de resultados no asignados.	70
18	Compromisos asumidos por la Sociedad para el abastecimiento de gas y transporte.	71
19	Contingencias.	76
20	Objetivos y políticas de gestión del riesgo financiero.	78
21	Medio Ambiente.	81

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

Correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013

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

NOTA 1 – INFORMACION CORPORATIVA Y ACTIVIDADES PRINCIPALES DE LA SOCIEDAD

1.1 CONSTITUCION E INICIO DE OPERACIONES

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

El Poder Ejecutivo Nacional (“PEN”), por medio del Decreto N° 2.453 del 18 de diciembre de 1992, otorgó a la Sociedad la licencia para prestar el servicio público de distribución de gas natural por redes en las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis (“la Licencia”), por un plazo de 35 años contados a partir de la fecha de toma de posesión (28 de diciembre de 1992) con opción a una prórroga de 10 años, como se detalla en la Nota 1.2.c

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

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

La emisión de los presentes estados financieros fue aprobada por el Directorio de la Sociedad de fecha 6 de marzo de 2014.

1.2 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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

b) Tarifas de distribución

La Licencia establece que 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 1.3.1). 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° 2.453/92, a saber:

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

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

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

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

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

Los ajustes de tarifas que surgen como consecuencia de la variación en el precio de compra del gas deben producirse dos veces al año, antes de la temporada invernal (1° de mayo de cada año) y estival (1° de octubre de cada año).

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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 ejercicio de cinco años. En función de esta revisión, las tarifas de distribución son ajustables semestralmente por un factor de eficiencia “X” y un factor de inversión “K”, los cuales fueron fijados en valor “cero” para el ejercicio inicial de cinco años finalizado el 31 de diciembre de 1997.

La inclusión del 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 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 ejercicio correspondiente de cinco años. Las inversiones contempladas por el factor de inversión son aquellas diseñadas para mejorar la eficiencia, seguridad, confiabilidad o expansión del sistema.

El 30 de junio de 1997 el ENARGAS dictó la **Resolución N° 463/1997**, que estableció los niveles de disminución y aumento de las tarifas por los factores “X” y “K”, respectivamente, y definió las metodologías de aplicación y las categorías tarifarias sobre las cuales se aplicaron los factores. Esta resolución debía regir para el quinquenio 1998-2002, quedando pendientes de aplicación el reconocimiento de algunos ajustes por factor “K” que correspondían aplicar a partir del 1° de enero de 2002.

Adicionalmente, desde el mes de mayo de 2002 en adelante el ENARGAS sucesivamente aprobó cuadros tarifarios provisorios, suspendiendo también los ajustes estacionales solicitados por variación del precio del gas previsto por la Ley del Gas y sus decretos reglamentarios (Nota 1).

En la **Resolución ENRG N° 3.466/2006** del 23 de marzo de 2006, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación efectuada por la misma entidad reguladora de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 1° de julio de 2005. Por este motivo se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los ejercicios estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 1° de mayo de 2008. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

Con fecha 10 de octubre de 2008 se emitió la Resolución N° I/451/2008 del ENARGAS por la que se aprueba a partir del 1° de setiembre de 2008 un nuevo cuadro tarifario que: (i) reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución de la Secretaría de Energía (“SE”) N° 1.070/2008 (Nota 1.3.2), a partir del 1° de setiembre de 2008, y (ii) de acuerdo con lo establecido en el Acuerdo Transitorio (“AT”) fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”), sin reconocer las diferencias acumuladas entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas facturadas a los clientes. En este sentido, el Acta Acuerdo (“AA”) establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.

Con fecha 16 de diciembre de 2008 se emitió la **Resolución N° I/568/2008** del ENARGAS por la que: (i) se aprueba a partir del 1° de noviembre de 2008 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución N° 1.417/2008 de la SE del 16 de diciembre de 2008, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución N° 1.070/2008 de la SE, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

Desde la sanción de la Ley de Emergencia la Sociedad solicitó oportuna y reiteradamente al ENARGAS, al Ministerio de Economía y Producción de la Nación (“MECON”) y a otras áreas de gobierno, urgentes incrementos de tarifas -congeladas desde julio de 1999- tendientes a revertir los impactos negativos originados a partir de la

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

devaluación y posterior inflación de todos sus costos, ya que se dejaron de contemplar los debidos ajustes por el P.P.I. y el factor “K”, suspendiéndose el proceso de la Revisión Quinquenal de Tarifas II (“RQT II”). A partir de la firma del AT y el AA del 8 de octubre de 2008 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del Régimen Tarifario de Transición (“RTT”) previa emisión de los respectivos CT por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha de los presentes estados financieros.

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 transporte y distribución de gas natural deberán ser realizados por personas jurídicas de derecho privado y las licencias otorgadas no podrán ser objeto de rescate por parte del Estado Nacional, ni serán modificadas durante su vigencia sin el consentimiento de los licenciarios, salvo que se produzcan las causales de caducidad.

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

- Incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la Sociedad.
- La comisión de una infracción grave, luego de que el valor acumulado de las multas aplicadas a la Sociedad en los últimos cinco años haya superado el 5% de su facturación del último año, neta de impuestos y tasas.
- La interrupción total del servicio, por causales imputables a la Sociedad, que ocurra por más de 15 días consecutivos, o por más de 30 días no consecutivos dentro del mismo año calendario.
- La interrupción parcial de la prestación del servicio, por causas imputables a la Sociedad, que afecte la capacidad total del servicio de distribución en más de un 10% durante 30 días consecutivos o durante 60 días no consecutivos en un mismo año calendario.
- El abandono de la prestación del servicio licenciado, el intento de cesión o transferencia unilateral, total o parcial de la Licencia (sin la previa autorización del ENARGAS) o la renuncia a la Licencia, excepto en los casos permitidos en la misma.

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

Vencido el plazo de la prórroga de la Licencia, la Sociedad tendrá derecho a participar en la Nueva Licitación, en cuyo caso tendrá derecho:

- (i) A que se compute como su oferta en la Nueva Licitación el valor de tasación, el cual representa el valor del negocio de prestar el servicio licenciado tal como es conducido por la Licenciataria a la fecha de la valuación, como empresa en marcha y sin tomar en consideración las deudas.
- (ii) A obtener la nueva Licencia, sin realizar ningún pago, para el caso en que ninguna oferta presentada en la nueva Licitación supere el valor de tasación.
- (iii) A igualar la mejor oferta presentada en la Nueva Licitación, si ésta superara el valor de tasación definido en el punto i, pagando la diferencia entre ambos valores para obtener la nueva Licencia.
- (iv) Para el caso en que no hubiere ejercido su derecho a igualar la mejor oferta, a recibir como compensación por la transferencia a la nueva Licenciataria de los activos esenciales, el valor de tasación definido en el punto i).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Si la Sociedad no ejerciera el derecho a la prórroga, o ejerciéndola no se presentara a la Nueva Licitación, entonces tendrá derecho a cobrar el menor de los dos montos siguientes: (i) el valor libros de los activos esenciales, calculado restando al costo original de las inversiones reexpresado a moneda de cierre, la amortización acumulada (la que se computará usando las reglas normales sobre vida útil, determinadas por el ENARGAS); y (ii) el producido neto de la Nueva Licitación.

Al finalizar la Licencia y siempre que no resultare adjudicataria en la nueva licitación y en el marco de la legislación vigente, la Sociedad estará obligada a transferir, 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. Además deberá cancelar todo su pasivo.

Según la Licencia, es obligación del Otorgante (el Estado Nacional) “permitir a la Licenciataria percibir las Tarifas” en los términos definidos en la Licencia. Entre las obligaciones y/o garantías asumidas por el Otorgante pueden señalarse las siguientes: (i) las tarifas deben calcularse en dólares estadounidenses y se ajustan por el P.P.I.; (ii) el Cuadro Tarifario resultante o recalculado se expresa en el momento de su aplicación en pesos según la convertibilidad establecida en el Art. 3° del Decreto N° 2.128/1991, reglamentario de la Ley N° 23.928 y sus eventuales modificatorios; (iii) ante cualquier modificación de las condiciones se proveerá el correspondiente ajuste de las tarifas para restituir el equilibrio económico-financiero existente antes de la modificación; (iv) los cambios en las normas tributarias se trasladarán a las tarifas en su exacta incidencia, excepto el impuesto a las ganancias; (v) no se aplicarán congelamientos, administraciones y/o controles de precios al régimen de tarifas de la Licenciataria. Si a pesar de esta estipulación se obligara a la Licenciataria a adecuarse a un régimen de control de precios que estableciera un nivel menor al que resulte de la Tarifa, la Licenciataria tendrá derecho a una compensación equivalente pagadera por el Otorgante; (vi) el Otorgante no modificará las Reglas Básicas, en todo o en parte salvo mediante consentimiento escrito de la Licenciataria. La Ley del Gas y su reglamentación prevén, además, que la Sociedad no podrá dejar de recuperar todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y amortizaciones. (Nota 1.3.1)

Así, vencido el plazo de la Licencia, los mecanismos previstos incentivan la continuidad de la Licenciataria y por ende, su permanencia. De igual forma, aún en caso de terminación por caducidad o renuncia, el Estado otorgante no retoma la prestación del servicio sino que debe llamar a una nueva licitación para que una persona jurídica de derecho privado preste el servicio.

d) 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 podrá disponer de los activos esenciales, gravarlos, arrendarlos, sub-arrendarlos darlos en comodato o afectarlos a otros destinos que la prestación del servicio licenciado, 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. Los bienes adquiridos y/o construidos por la Sociedad no están sujetos a ninguna autorización previa.

1.3 LA NORMATIVA DE EMERGENCIA. AFECTACIONES

1.3.1) Ley de Emergencia Pública

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Ley de Emergencia entre otros aspectos, (i) 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, y (ii) autorizó al PEN a renegociar los contratos de licencia otorgados por el Estado Nacional para la prestación de servicios públicos.

Su vigencia fue prorrogada sucesivamente y por un año en cada oportunidad, por otras siete leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. La última ley bajo el N° 26.896, extendió la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31 de diciembre de 2015.

Entre los principales efectos que la Ley de Emergencia tuvo sobre las normas del marco regulatorio del gas, pueden señalarse:

- **Tarifas en dólares actualizadas por P.P.I.** La Ley de Emergencia prohibió, (i) las cláusulas de ajuste en moneda extranjera, fijándose los precios y tarifas en pesos a la relación de cambio de \$1 = U\$S 1) y (ii) las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países en los contratos de concesión o licencia.

La aplicación de tales disposiciones implicó que, al cierre del ejercicio 2001 la Sociedad realizara la reversión de los efectos en ingresos y gastos derivados de este concepto, dando idéntico tratamiento a los ajustes de tarifas diferidos que habían sido reconocidos en el ejercicio 2000. Consecuentemente, desde entonces no ha sido posible registrar las diferencias que se produjeron por este cambio de condiciones.

- **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.

- **Acuerdos con Productores de Gas.** Según los acuerdos respectivos, los precios que debía abonar la Sociedad por este concepto habían sido fijados en dólares estadounidenses. La normativa de emergencia afectó las relaciones contractuales entre la Licenciataria y sus proveedores de gas.

El Decreto N° 214/2002 dispuso la conversión en pesos de todas las obligaciones de dar sumas de dinero expresadas en dólares estadounidenses a razón de \$1 = U\$S 1. Asimismo, estableció pautas que en principio serían de aplicación a estos casos estableciendo como referencia primaria para ajustar los precios allí contenidos al Coeficiente de Estabilización de Referencia ("CER"), que sigue la variación del índice de precios al consumidor de la República Argentina. En cumplimiento de dicha normativa, la Sociedad (i) efectuó tratativas con los productores de gas para adecuar los acuerdos a las nuevas condiciones imperantes, (ii) ha cancelado 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 recibido 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 Nota ENRG N° 1.645 del 26 de abril de 2002, en ocasión del ajuste tarifario para el ejercicio invernal 2002, el ENARGAS indicó que los contratos entre productores y distribuidores fueron alcanzados por la Ley de Emergencia y reglamentaciones complementarias, concepto que no fue aceptado por los productores.

- **Acuerdos de Transporte de Gas.** Las Licencias de las transportistas fijan las tarifas a abonar por la Sociedad en dólares estadounidenses que se convertían en pesos conforme a la Ley de Convertibilidad en el momento de su facturación. Dado que tales licencias también se encuentran sujetas al mismo proceso de renegociación con el Estado Nacional según lo previsto en la Ley de Emergencia, su régimen tarifario sufrió las mismas modificaciones que las correspondientes al servicio de distribución de gas natural, pesificándose las tarifas a razón de \$1 = U\$S 1 y eliminando el ajuste por P.P.I.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

1.3.2) Decretos N° 180/2004 y N° 181/2004 – Normativa relacionada

1.3.2.1) Decretos

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

Entre las cuestiones más relevantes del **Decreto N° 180/2004** se encuentran: (i) la creación de un régimen de inversiones en infraestructura de transporte y distribución de gas a través de fondos fiduciarios; (ii) la creación del Mercado Electrónico del Gas (“MEGSA”) 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 (“GNC Firme”) y Venta Interrumpible GNC (“GNC Interrumpible”); y (iv) la introducción de cambios en las condiciones especiales de ciertos grandes usuarios interrumpibles.

En tanto, el **Decreto N° 181/2004** habilitó a la SE y a los productores de gas a firmar acuerdos mediante los que se establecieron ajustes del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (“PIST”). Adicionalmente se crean subcategorías de usuarios en los servicios Residenciales (R1, R2 y R3) y General P (SGP1, SGP2 y SGP3) en función del volumen de consumo, a partir de lo cual se estableció una segmentación de tarifas a fin de atenuar los ajustes en los usuarios de menores consumos.

1.3.2.2) Acuerdos

- La **Resolución N° 208/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”)– publicada el 22 de abril de 2004- homologó el “Acuerdo”, que fuera suscripto el 2 de abril de 2004 entre la SE y los principales productores de gas, previéndose, entre otras cuestiones, la normalización de precios de gas en el PIST, el compromiso de los productores a la provisión de ciertos volúmenes de gas para el mercado interno, y la reestructuración de los contratos de provisión de gas entre productores y distribuidores. El vencimiento del “Acuerdo” operó el 31 de diciembre de 2006.

Adicionalmente, se suspendieron durante la vigencia del “Acuerdo” todos los procesos y reclamos de los productores que lo suscribieron contra las distribuidoras por la pesificación de los acuerdos de provisión de gas.

- La **Resolución SE N° 606/2004** reglamentó la posibilidad de que cualquier cliente que adquiera de las distribuidoras servicios completos (gas, transporte y distribución) o de transporte y/o distribución, pueda revender el servicio brindado por la prestataria de distribución.

- En función de la **Disposición N° 27/2004** de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) y de la **Resolución N° 659/2004** de la SE, que reglamentaron restricciones a la exportación de gas y mecanismos para priorizar el mercado interno, mediante instrucciones precisas la SE ordenó a la Sociedad que procediera a la cancelación, para el ejercicio comprendido entre el 11 de junio de 2004 y el 25 de agosto de 2004, de las diferencias determinadas en ciertas facturas por la compra de gas derivada de estas disposiciones pues 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, ya que en función de ello, se determina el precio que se debe pagar por el gas entregado (paridad exportación o precio de cuenca, respectivamente). En tal sentido y conforme lo avalado por la SE, se solicitó al ENARGAS el traslado a tarifa de estos montos diferenciales.

- Por otra parte, las inyecciones de gas de exportación efectuadas en los ejercicios comprendidos entre el 24 de abril de 2004 y el 10 de junio de 2004 y las derivadas por aplicación de la Resolución SE N° 659/2004 durante el invierno de 2005, continúan con saldos pendientes de convalidación por parte de la SE. Ante la ausencia de información del ENARGAS, la Sociedad procedió a registrar y a pagar a los precios de cuenca la compra de gas bajo esta modalidad.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El 23 de mayo de 2005 se publicó la **Resolución SE N° 752/2005**, mediante la cual se reglamentan, principalmente, los artículos 4° y 5° del Decreto PEN N° 181/2004, que establece la prohibición a las distribuidoras a partir del 1° de agosto de 2005 de vender gas a los Grandes Usuarios, y Usuarios SGG y SGP-tercer escalón- con consumos superiores a 150.000 m³/mes. Tal prohibición se extendió –a partir del 1° de enero de 2006– al resto de los usuarios SGP3 y a partir del 1° de abril de 2006 para las estaciones de GNC, según la **Resolución SE N° 275/2006**.

- Ante el vencimiento del “Acuerdo”, se publicó en junio de 2007 la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con productores de gas natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”), tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los productores en el “Acuerdo 2007-2011” y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

- Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En virtud de la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010 y a partir de su implementación debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. Adicionalmente la Resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.

A pesar de las normas y metodologías arriba citadas, durante los años 2007 y 2008 el gas consumido fue superior al gas asignado por la SE, consecuencia de lo cual se generaron desbalances desfavorables en ambos años para la Sociedad. A los efectos de su cancelación la Sociedad realizó gestiones ante las Autoridades y los productores.

Sin la obtención de respuesta por parte de las Autoridades a los oportunos requerimientos de compensación formulados por la Sociedad, se realizaron gestiones ante los productores que dieron como resultado la cancelación total del desbalance del año 2007. Avanzada la segunda mitad del año 2011 se llegó a un acuerdo de precios con ENARSA por gran parte del desbalance de 2008. La Sociedad canceló las facturas emitidas por ENARSA netas de las notas de crédito producto de la negociación, reduciendo significativamente el desbalance pendiente de 2008.

Respecto del año 2009, como consecuencia de las crónicas térmicas cálidas registradas durante el invierno de ese año, se generó un desbalance favorable no significativo para la Sociedad, situación contraria a la verificada en el 2010. El ENARGAS determinó que la provisión de gas correspondiente al desbalance del año 2010 fuera realizada por ENARSA (Energía Argentina S.A.), autorizándole a facturar a la Sociedad a los precios reconocidos en tarifa. La factura recibida por ENARSA fue rechazada como consecuencia de contener errores, la que fue corregida oportunamente por ENARSA mediante el envío de las correspondientes notas de crédito.

El 1° de octubre de 2008 por Resolución N° 1.070/2008 la SE ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19 de setiembre de 2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tuvo como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 1° de setiembre de 2008, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón-; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la Resolución N° I/409/2008 del ENARGAS, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.

Por aplicación de la **Resolución N° I/451/2008** del ENARGAS estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios comprendidos por dicha resolución.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 16 de diciembre de 2008 se emitió la **Resolución SE N° 1.417/2008**, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE 1070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

Con fecha 08 de marzo de 2012 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratificó la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que tiene por objeto prorrogar desde el 1° de enero de 2012 y hasta el 31 de diciembre de 2012 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no habían firmado dicha Addenda (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución estableció que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho Fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a ésta Resolución, YPF S.A. ha formulado reservas del derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

Con fecha 20 de marzo de 2012 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la Ley N° 26.020 las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.

La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la Resolución ENARGAS N° I-2087/2012.

Con fecha 02 de mayo de 2012 la Sociedad fue notificada, mediante Nota del ENARGAS N° I-4.926 de fecha 25 de abril de 2012, que YPF S.A., en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la addenda A3 mediante un acuerdo individual suscripto entre esa empresa y la SE con fecha 19 de abril de 2012, según lo informado por la SE en su Nota SE N° 2.323 del 23 de abril de 2012. En virtud de la fecha del acuerdo individual mencionado, los efectos de la addenda A3 tendrán vigencia para YPF S.A. para las entregas de gas que se producen desde el 01 de abril de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2012. Si bien por los periodos posteriores la SE no comunicó formalmente ninguna prórroga al A3, en los hechos se sigue operando bajo los criterios del mismo y en ámbito de la **Resolución ENARGAS N° 1.410/2010**.

El 27 de noviembre de 2008 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008 reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determinase el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la Resolución ENARGAS N° I/563/2008 del 15 de diciembre de 2008. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por Resolución ENARGAS N° I/730/2009 del 27 de abril de 2009 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1° escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04 de junio de 2009 la Sociedad fue notificada de la Resolución ENARGAS N° I/768/2009 por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° del país entre el 1° de mayo de 2009 y 31 de agosto de 2009, al

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La Sociedad actúa a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

El 18 de agosto de 2009 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30 de septiembre de 2009 el plazo establecido por la Resolución ENARGAS N° I/768/2009; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el ejercicio comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el ejercicio comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009.

Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29 abril de 2010 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1.707/2011** del 26 de abril de 2011 para el año 2011, por **Resolución ENARGAS N° I-2.200/2012** del 05 de junio de 2012 para el año 2012, y por **Resolución ENARGAS N° I-2.603/2013** del 18 de junio de 2013, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1° de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre. De estos beneficios quedan exceptuados los usuarios que hayan renunciado voluntariamente al subsidio del Estado Nacional y aquellos que hubieran sido alcanzados por la eliminación o quita de los subsidios en función de la Disposición Conjunta SSC y CG N° 207 y SSP N° 714 del 03 de noviembre de 2011, concordantes y complementarias. Se estableció, además, que las bonificaciones implementadas deben aplicarse sobre el monto anualizado del cargo neto de subsidio correspondiente a las facturas de los periodos mencionados.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/11** del 25 de diciembre de 2011 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25 de noviembre de 2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 1° de enero de 2012 de los usuarios residenciales comprendidos las zonas geográficas que la misma resolución establece en un anexo adjunto, y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la **Resolución ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24 de noviembre de 2011, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011, a los consumos registrados a partir del 1° de enero de 2012 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: (i) extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, (ii) servicios para la aeronavegación, (iii) servicios de telecomunicaciones, (iv) servicios de banca y financieros, (v) servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, (vi) refinación de petróleo, (vii) procesamiento de gas natural, (viii) elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, (ix) agroquímicos.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. Estas resoluciones, se informan seguidamente:

(i) En el transcurso del 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de T.G.N. S.A. S.A. y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

(ii) La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió con fecha 10 de setiembre de 2009 como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821 con fecha 21 de setiembre de 2009.

(iii) Con fecha 26 de septiembre de 2011 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados “Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas”, y su acumulado “Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael”, por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo de la cuestión.

El 7 de mayo de 2012 se publicó la Ley N° 26.741 que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27 de julio de 2012 se publicó el Decreto PEN N° 1.277/12 que reglamenta la Ley N° 26.741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

1.3.2.3) Fideicomisos

Para atender las necesidades de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del MPFIPyS, requirió a la SE y al ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22 de marzo de 2005, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado a todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGP1 y 2, aunque tales clientes se abastezcan del Gasoducto Centro Oeste ("GCO") que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

El 18 de mayo de 2006 se publicó en el Boletín Oficial la Ley N° 26.095 que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006 se excluyen a las categorías Residenciales, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para reparar las obras de ampliación. Mediante la Resolución N° 3.689/2007 del 9 de enero de 2007, el ENARGAS determinó los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Especifico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha de emisión de los presentes estados financieros. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales, que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE. En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomiso S.A.

El 28 de junio de 2007 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 409/2007 por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2007. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09 de diciembre de 2010 se publicó la Resolución MPFIPyS N° 2289/2010 que si bien modifica, con vigencia al 1° de diciembre de 2010, los valores de los Cargos Específicos Gas I y Cargos Específicos Gas II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Específico Gas I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico Gas II.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10 de noviembre de 2010 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 7 de junio de 2011, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones efectuadas. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las mismas. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Con fecha 13 de junio de 2013 se procedió a la inauguración formal de la Planta Compresora que abastece a San Juan y se suma a otras habilitaciones de obras de menor envergadura incluidas en el Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el contexto de la necesidad de ampliar la capacidad del sistema de distribución de gas natural en el ámbito de la Provincia de Mendoza, a principios de mes de mayo de 2013 la Sociedad concretó un Convenio de realización de Obras por parte del Gobierno de Mendoza, las que serán transferidas a la Sociedad para su operación en el marco de la normativa vigente.

Este importante convenio define la realización de obras de potenciamiento de la infraestructura de Distribución en la provincia, para satisfacer la demanda de consumo proyectado para los años 2013–2015, implicando en ese periodo una inversión del orden de los \$40 millones. Asimismo, sus proyectos se complementan con otras obras que la Sociedad ha solicitado realizar al “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”– en el marco de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/12**.

El 27 de noviembre de 2012 se emitió la **Resolución ENARGAS N° 2.407/2012**, con vigencia a partir de su fecha de emisión, por la que se aprueba a partir del 29 de noviembre de 2012 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS mediante nota N°13.516 con fecha 30 de noviembre de 2012; (ii) determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión”; (iii) define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución (“CE”), a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; (iv) además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y (v) que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente. Nota 1.2.b) y 1.3.3).

Respecto de la aplicación de esta resolución y a los efectos de agilizar la operatoria prevista para hacer frente a los pagos de los compromisos asumidos en el Plan de Inversiones, se solicitó a Nación Fideicomisos S.A. (“NF”) el adelanto de los fondos que se generasen hasta el 30 de septiembre de 2013, para ser aplicados a las obras y servicios aprobados expresamente por el CE, lo que fue efectivizado por NF.

Como parte de los compromisos asumidos en el Acta mencionada, con fecha 12 de diciembre de 2012 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras (i) la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionada por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; y (ii) la llamada “Obras con Financiamiento”, son las Obras o Proyectos incluidos en el Plan de Inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al Fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida al momento de la cancelación total del financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.

El 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la **Resolución ENARGAS N° I-2.767/13**, a través de la cual estableció que a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el “Plan de Inversión de Consolidación y Expansión”, cada proyecto será identificado bajo la característica de “Obra por Protocolo de Seguimiento” u “Obra por Certificación de Avance”, siendo estas últimas las que se ejecutarán y administrarán de acuerdo a lo establecido en el Contrato “Fideicomiso Financiero y de Administración Privado Fondo de Obras de Consolidación y Expansión de la Distribución de Gas por Redes” (“FFA1”) y su correspondiente Manual Operativo. Asimismo, dispuso que las Distribuidoras deben depositar en el Fideicomiso aquellos valores correspondientes a los Montos Fijos percibidos necesarios para cumplir con los desembolsos previstos en el Plan de Inversiones vigente de aquellos proyectos que se gestionen bajo la modalidad de “Obras por Certificación de Avance”, como así también, los necesarios para hacer frente a los pagos de servicios de financiación, impuestos, tasas y otros gastos necesarios para el funcionamiento de cada FFA1 suscripto por cada Prestadora.

En el marco expuesto, Las Partes celebraron el 19 de diciembre de 2013 la Primera Adenda al Contrato de Fideicomiso, dejando constancia que todo aquello que no es modificado en la Adenda se mantendrá según se encuentra definido en el Contrato de Fideicomiso suscripto el 12 de diciembre de 2012.

El CE informó a la Sociedad con fecha 23 de enero de 2014 que las obras del Plan de Inversiones 2013 cuya ejecución se prevé en 2014, son consideradas como Obras por Protocolo de Seguimiento.

Adicionalmente, el 6 de enero de 2014 la Sociedad presentó al CE el Plan de Obras 2014, luego de que este organismo le concediera el tiempo de prórroga suficiente para su presentación, que originalmente debía concretarse antes del 1° de octubre de 2013.

1.3.2.4) Programas

- El 13 de julio de 2007 por **Resolución N° 459/2007** del MPFIPyS se crea en su ámbito, con una duración de 90 días, el Programa de Energía Total que tiene como objetivo incentivar a las empresas a la sustitución del consumo de gas natural y/o energía eléctrica, por el uso de combustibles alternativos para las diferentes actividades productivas y/o la autogeneración eléctrica. La misma resolución destina un fondo específico para el pago de las diferencias que surjan entre los precios de compra para la habitual provisión de cualquier fuente de energía y la adquisición de los combustibles líquidos sustitutos. La vigencia de este programa fue prorrogada sucesivamente en los años siguientes.

- Además del Programa de Uso Racional de la Energía (“PURE”) creado por la **Resolución SE N° 415/2004**, con vigencia permanente establecida por la **Resolución SE N° 624/2005** desde el 15 de abril y hasta el 30 de setiembre

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

de cada año (cuya aplicación se encuentra suspendida desde 2009 por temas de fondo normativo pendientes de resolución por la SE), el 24 de diciembre de 2007 se publicó el **Decreto PEN N° 140/2007** por el cual se declara de interés y prioridad nacional el uso racional y eficiente de la energía, aprobándose los lineamientos del programa denominado PRONUREE, destinado a contribuir y mejorar la eficiencia energética de los distintos sectores consumidores de energía.

1.3.3) Renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional.

- El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (“UNIREN”) creada por **Decreto PEN N° 311/2003**.

- La Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del PEN un AT el día 08 de octubre de 2008, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el “Contrato”).

Asimismo, también el día 08 de octubre de 2008 la Sociedad y la UNIREN firmaron “ad referéndum” de la aprobación definitiva del PEN un AA, en la que se convino la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

- Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05 de diciembre de 2008 y 10 de diciembre de 2008 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y a no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por “PPI” (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08 de abril de 2009.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la Ley N° 25.790, y ratificado por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15 de abril de 2010.

- Tanto el AT como el AA prevén un RTT, que aún no ha sido plenamente aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene los siguientes derechos:

- A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 1° de Septiembre de 2008 (segmentado por categorías de clientes), de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
- A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencere a aplicarse oportunamente.
- A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 1° de septiembre de 2008, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. Desde diciembre de 2009 la Sociedad viene presentando al ENARGAS las solicitudes de ajuste por aplicación del MMC. El ENARGAS aún no ha aplicado plenamente los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el Poder Ejecutivo, aspecto cumplido con el dictado del citado Decreto N° 235/2009.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El AA establece la realización de un proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 1° de septiembre de 2008 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.
- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15 de octubre de 2008 y estar finalizada para el 28 de febrero de 2009 y después para el 30 de septiembre de 2009, a la fecha de los presentes estados financieros no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, los lineamientos para la determinación del costo del capital, entre otros.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 3 de junio de 2009, 5 de noviembre de 2009, 29 de abril de 2010 y 26 de julio de 2010 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 5 de octubre de 2011 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15 de noviembre de 2011 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción. Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.

El 29 de diciembre de 2011 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Otorgante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizando las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16 de noviembre de 2012 la Sociedad emitió una nota dirigida a la entidad reguladora solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo, se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21 de noviembre de 2012 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

Como se mencionara en la Nota 1.3.2.3) el 27 de noviembre de 2012 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2407/12** y el 18 de diciembre de 2013, el ENARGAS emitió la **Resolución ENARGAS N° I-2.767/2013**, cuyos antecedentes y particularidades se tratan en dicha nota.

- Los impactos descriptos sobre los estados financieros de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 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 financieros. Las decisiones que deban tomarse en base a los presentes estados financieros deberían considerar la evolución futura de la economía nacional, de la industria del gas y el resultado del proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

2.1. Normas Contables profesionales aplicadas

Los estados financieros de la Sociedad han sido confeccionados de conformidad con las normas de la Comisión Nacional de Valores (“CNV”), que aprobó la Resolución General N° 622 (Texto Ordenado 2013) y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, aplicables a la Sociedad.

Mediante Resolución 562/2009, la CNV ha establecido la aplicación de la Resolución Técnica N° 26 (“RT 26”) de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas (“FACPCE”) que adopta, para las entidades incluidas en el régimen de oferta pública de la Ley N° 17.811, ya sea por su capital o por sus obligaciones negociables, o que hayan solicitado autorización para estar incluidas en el citado régimen, las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”) emitidas por el IASB (Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad) a partir del 1° de enero de 2012.

Debido a divergencias suscitadas sobre la aplicación de la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (CINIIF 12), emitida por el Comité de Interpretación de Normas Internacionales de Información Financiera del Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad o International Accounting Standards Board (IASB), la industria del transporte y distribución de gas natural presentó a la CNV con fecha 25 de noviembre de 2011 una consulta en tal sentido. Como consecuencia de ello, la CNV emitió la Resolución General N° 600/2012, de fecha 24 de enero de 2012, por la cual resolvió que las sociedades emisoras licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural que están autorizadas a hacer oferta pública de sus valores negociables, no deberán presentar sus estados financieros con base en las “NIIF” sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013.

A través de las Resoluciones M.D. N° 669/12 y M.D. N° 4/12, respectivamente, tanto la FACPCE y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires han aprobado dicho diferimiento en la aplicación de las NIIF.

Con fecha 20 de diciembre de 2012 la CNV emitió la Resolución General N° 613/2012 referida a la aplicación de las NIIF en los estados financieros de las sociedades transportistas y distribuidoras de gas y sus controlantes. Dicha disposición establece que conforme fuera trasladada la consulta efectuada el 25 de noviembre de 2011 a la Comisión Interinstitucional creada por la CNV junto con la FACPCE y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”) para el análisis de consultas relativas a la implementación de las NIIF, se concluyó que la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (“CINIIF 12”) no es de aplicación a los estados financieros de las

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

licenciatarias de prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas, teniendo en cuenta las condiciones actuales de los contratos.

De acuerdo con la RT 26 la Sociedad ha determinado los efectos de los cambios en las normas contables profesionales (NCP) aplicadas hasta el cierre del ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2012. Estos efectos han sido registrados de acuerdo con la NIIF 1 (Adopción por primera vez de las NIIF) en forma retroactiva, modificando la medición y presentación de los activos y pasivos registrados al 1° de enero de 2012 (fecha de la transición a las NIIF), como así también la medición y presentación de los activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2012 y del resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado en esa fecha. Los efectos de estos cambios se presentan en los presentes estados financieros. Sin embargo, la NIIF 1 requiere en ciertos casos no modificar los saldos contables de manera retroactiva, y admite en otros casos explícitamente indicados, optar por dicho tratamiento como criterio alternativo.

Asimismo, de acuerdo con la citada norma la Sociedad ha preparado (i) el estado de situación financiera de apertura al 1° de enero de 2012 (fecha de la transición a las NIIF) que se incluye en los presentes estados financieros; y (ii) las conciliaciones entre el patrimonio y el resultado neto determinados de acuerdo con las NCP y las NIIF, a la fecha de la transición a las NIIF (1° de enero de 2012) y al cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, que se incluyen en la Nota 2.5.4.

2.2. Bases de presentación

Los presentes estados financieros correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 han sido preparados de conformidad con las NIIF, según las emitió el IASB (el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad).

En la preparación de estos estados financieros la Sociedad ha aplicado las políticas contables, y los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos descritos en los apartados 2.3 y 2.4 de la presente Nota, respectivamente. Asimismo, la Sociedad ha contemplado las excepciones y exenciones previstas en la NIIF 1 que se describen en los apartados 2.5.2 y 2.5.3 de la presente Nota.

En este sentido, la Sociedad ha utilizado las mismas políticas contables adoptadas a la fecha de la transición a las NIIF, excepto por los efectos derivados de la aplicación de las normas y/o interpretaciones nuevas o modificadas con vigencia a partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2013, cuyo impacto sobre los presentes estados financieros se describe en el apartado 2.5.6 de la presente nota. Esas políticas contables cumplen con las NIIF que actualmente han sido aprobadas y son aplicables en la preparación de los primeros estados financieros anuales de acuerdo con las NIIF (31 de diciembre de 2013).

Hasta el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, la Sociedad preparó sus estados financieros de acuerdo con las NCP. La información financiera correspondiente a períodos anteriores, incluida en los presentes estados financieros con propósitos comparativos, ha sido modificada y se presenta de acuerdo con las bases descriptas en el párrafo anterior. Los efectos de los cambios entre las NCP aplicadas hasta el cierre del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 y las NIIF se explican en las conciliaciones detalladas en el apartado 2.5 de la presente Nota.

Estos estados financieros han sido preparados sobre la base del modelo de costo histórico, a excepción de las inversiones financieras disponibles para la venta y otros activos financieros diversos que han sido medidas a su valor razonable.

Los presentes estados financieros se presentan en miles de pesos argentinos, que a la vez es la moneda funcional de la Sociedad, y todos los valores se han redondeado a la unidad de mil más próxima (ARS 000), salvo cuando se indique lo contrario.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Estos estados financieros incluyen toda la información necesaria para un apropiado entendimiento, por parte de los usuarios de los mismos, de las bases de preparación y presentación utilizadas en su confección, como así también de los hechos y transacciones relevantes ocurridos con posterioridad a la emisión de los últimos estados financieros anuales correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012.

2.3. Resumen de las políticas contables significativas

Las siguientes son las políticas contables significativas aplicadas por la Sociedad en la preparación de sus estados financieros.

2.3.1. Reconocimiento de ingresos de actividades ordinarias

Los ingresos de las actividades ordinarias se reconocen en la medida que sea probable que los beneficios económicos fluyan a la Sociedad y que los ingresos se puedan medir de manera fiable, independientemente del momento en el que el pago sea realizado por el cliente. Los ingresos se miden por el valor razonable de la contraprestación recibida o por recibir, teniendo en cuenta las condiciones de pago definidas contractualmente con el cliente y sin incluir impuestos ni aranceles. Cabe aclarar que la Sociedad no reconoce ingresos cuando actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

Los criterios específicos de reconocimiento enumerados a continuación también deberán cumplirse para que los ingresos sean reconocidos:

- Venta de Servicios de transporte y distribución de gas

Los ingresos por ventas son reconocidos cuando los riesgos significativos y los beneficios inherentes a la propiedad se hayan sustancialmente transferido al comprador, lo cual ocurre por lo general en el momento en que el servicio es prestado a los clientes. Los ingresos por venta por gas entregado incluyen los montos estimados de gas entregado a los clientes pero aún no facturado al cierre de cada período.

- Intereses ganados

Para todos los instrumentos financieros medidos al costo amortizado, los intereses ganados o perdidos se registran utilizando el método de la tasa de interés efectiva, que es la tasa de interés que descuenta los flujos futuros de pagos y cobros en efectivo a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero, o de un período de menor duración, según corresponda, respecto del importe neto en libros del activo o pasivo financiero. Los intereses por pago fuera de término de clientes son reconocidos cuando existe certeza que los mismos generan flujos de efectivo. Los intereses ganados se incluyen en el estado de resultados integral en la línea Otros ingresos operativos netos.

2.3.2. Impuestos

(i) Impuesto a las ganancias corriente e impuesto a la ganancia mínima presunta

Los activos y pasivos por el impuesto a las ganancias corriente del período se miden por los importes que se espera recuperar o pagar de o a la autoridad fiscal. Las tasas impositivas y la normativa fiscal utilizadas para computar dichos importes son las vigentes. La tasa impositiva vigente es del 35%.

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El crédito por impuesto a la ganancia mínima presunta se mide por su importe nominal sin descontar, por cuanto se asimila a un activo por impuesto a las ganancias diferido.

El saldo a pagar del impuesto a las ganancias, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 20.532, 4.836 y 7.233 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y al 1° de enero del 2012 respectivamente.

El Gobierno Nacional con fecha 8 de abril de 1992, promulgó la Ley N° 24.073, la cual tenía el espíritu de reconocer los efectos derivados de la estabilidad que por entonces observaba la economía Argentina, estableciendo en su artículo 39 que a los fines de las actualizaciones de los valores previstos en la Ley N° 11.683 y en las normas de tributos regidas por la misma, los índices para el cálculo de los coeficientes deben tomar como límite máximo las variaciones operadas en los mismos hasta el mes de marzo de 1992 inclusive, provocando que el ajuste por inflación impositivo y la reexpresión de quebrantos impositivos acumulados en su caso, quedaran operativamente suspendidos.

Con fecha 08 de abril de 2011, 13 de abril de 2012 y 18 de marzo de 2013 la Sociedad entabló una acción declarativa de certeza e inconstitucionalidad contra el PEN y la Administración Federal de Ingresos Públicos (“AFIP”), solicitando la inaplicabilidad e inconstitucionalidad del Art. 39 de la Ley 24.073, Art 4 de la Ley 2.556, Art 5 del Decreto PEN 214/02 y de toda otra norma que haga inaplicable el mecanismo de ajuste por inflación previsto en la Ley 20.628, permitiendo que la Sociedad presente su Declaración Jurada del Impuesto a las ganancias del ejercicio 2010, 2011 y 2012, respectivamente, conforme el mecanismo del ajuste por inflación y abone el impuesto bajo esa modalidad.

Adicionalmente, la Sociedad solicitó el dictado de medidas cautelares para presentar la Declaración Jurada aplicando el ajuste por inflación por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010, 2011 y 2012, ya que de no llevarse a cabo este ajuste se estarían gravando ganancias nominales de la Sociedad y no los resultados realmente obtenidos, generando un impuesto confiscatorio que afecta el derecho de propiedad plasmado en la Constitución Nacional.

Con fecha 18 de abril de 2011, 16 de mayo de 2012 y 21 de marzo de 2013, respectivamente, la medida cautelar fue concedida, previo otorgamiento de garantías por parte de la Sociedad. Con fecha 31 de mayo de 2013 se dictó Sentencia haciendo lugar a la demanda iniciada por la Sociedad por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2010.

En los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, la provisión por el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 23.718 y 7.990, respectivamente y fueron superiores al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputaron al estado del resultado integral en el rubro “Impuesto a las ganancias”.

Dado que la Sociedad ha determinado su Declaración Jurada correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010, 2011 y 2012 aplicando el mecanismo de ajuste por inflación impositivo previsto en la Ley de Impuesto a la Ganancias y tratándose de un tema aún sujeto a resolución judicial definitiva en el futuro, la diferencia con respecto al importe que se hubiera pagado de no aplicar dicho ajuste ha sido clasificada en otros pasivos no financieros no corrientes por un importe de 11.081, 10.504 y 7.831 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010, 2011 y 2012, respectivamente. Adicionalmente, la presentación de las Declaraciones Juradas correspondientes a los ejercicios fiscales 2011 y 2012 arrojó un quebranto impositivo, lo cual implicó la registración de un activo diferido por el importe de 3.548 y 8.255, el cual ha sido provisionado.

Con fecha 13 de diciembre de 2010 se realizó una Asamblea General Extraordinaria que aprobó la utilización de la opción prevista en el Artículo 6° de la RG N° 576/2010 y complementarias de la CNV, para reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso con débito a la cuenta Ajuste de Capital, por el monto que surja de los estados contables de publicación al 30 de septiembre de 2011, teniendo en cuenta que la mencionada Resolución preveía su aplicación en un plazo que no excediera al de finalización del “período de transición”, es decir, hasta el cierre del ejercicio inmediato anterior al primer período en que se apliquen por primera vez las NIIF.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Teniendo en cuenta lo expresado en el párrafo 2.1 sobre el diferimiento en la aplicación de las NIIF, la Asamblea de accionistas de fecha 26 de abril de 2012 aprobó diferir la contabilización de dicho pasivo por impuesto diferido dentro del nuevo plazo de finalización del “periodo de transición”.

Con fecha 31 de diciembre de 2012, la Sociedad procedió a reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso y registró un ajuste a los resultados de ejercicios anteriores por 76.598 y una ganancia de 3.546 en los resultados del ejercicio 2012. De esta forma el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2012 se redujo en 73.052. Asimismo, por aplicación de la opción prevista en la RG 576/2010 de la CNV, la Sociedad imputó a la cuenta ajuste de capital el importe de 73.052 para compensar el efecto en resultados acumulados del reconocimiento del pasivo por impuesto diferido antes mencionado.

El impuesto a la ganancia mínima presunta correspondiente a los ejercicios fiscales finalizados al 31 de diciembre de 2010, 2011 y 2012 excedió al impuesto a las ganancias determinado aplicando el mecanismo de ajuste por inflación mencionado anteriormente en 578, 4.079 y 4.275 respectivamente. 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.

El importe en libros del crédito por el impuesto a la ganancia mínima presunta se revisa en cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y se reduce con cargo al resultado del período en la línea de gastos por impuesto a las ganancias en la medida en que ya no sea probable su utilización como pago a cuenta del impuesto a las ganancias a pagar en ejercicios futuros. El impuesto a la ganancia mínima presunta no reconocido como crédito o dado de baja previamente, se revisa en cada fecha de cierre del período sobre el que se informa y se reconoce como activo con crédito al resultado del período en la línea de gastos por impuesto a las ganancias en la medida en que se torne probable la utilización del mismo como pago a cuenta del impuesto a las ganancias a pagar en ejercicios futuros.

El impuesto a las ganancias diferido se reconoce utilizando el método del pasivo sobre las diferencias temporarias entre las bases impositivas de los activos y pasivos y sus respectivos importes en libros a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

Los pasivos por impuesto diferido se reconocen para todas las diferencias temporarias imponibles.

Los activos por impuesto diferido se reconocen para todas las diferencias temporarias deducibles, y por la compensación futura de quebrantos impositivos no utilizados, en la medida en que sea probable, en cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, la existencia de ganancias imponibles disponibles futuras contra las cuales se puedan compensar dichas diferencias temporarias deducibles, y/o se puedan utilizar dichos quebrantos impositivos.

Los activos y pasivos por impuesto diferido se miden por sus importes nominales sin descontar, a las tasas impositivas que se espera sean de aplicación en el ejercicio en el que el activo se realice o el pasivo se cancele, en base a las tasas impositivas y normas fiscales que fueron aprobadas a la fecha de cierre del período sobre el que se informa, o cuyo procedimiento de aprobación se encuentre próximo a completarse a esa fecha. La tasa impositiva vigente para la Sociedad es del 35%.

El impuesto diferido relacionado con las partidas reconocidas fuera del resultado, también se reconoce fuera de éste. Estas partidas se reconocen en correlación con las transacciones subyacentes con las que se relacionan, ya sea en el otro resultado integral o directamente en el patrimonio

Los activos y pasivos por impuesto diferido se compensan si existe un derecho legalmente exigible de compensar los activos y pasivos por el impuesto a las ganancias corriente.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

(ii) Impuestos relacionados con las ventas

Los ingresos de actividades ordinarias, los gastos incurridos y los activos adquiridos se reconocen excluyendo el importe de cualquier impuesto relacionado con las ventas (ej. Impuesto al valor agregado), salvo:

- Cuando el impuesto relacionado con las ventas incurrido en una adquisición de activos o en una prestación de servicios no resulte recuperable de la autoridad fiscal, en cuyo caso ese impuesto se reconoce como parte del costo de adquisición del activo o como parte del gasto, según corresponda,
- Las cuentas por cobrar y por pagar, que ya están expresadas incluyendo el importe de impuesto relacionado con las ventas.

El importe neto del impuesto relacionado con las ventas que se espera recuperar de, o que corresponda pagar a la autoridad fiscal, se presenta como una cuenta por cobrar o una cuenta por pagar en el estado de situación financiera, según corresponda.

(iii) 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 0,50% sobre el valor patrimonial proporcional al cierre de cada período.

2.3.3. Propiedades, planta y equipo

Las propiedades, planta y equipo, se valúan a su costo de adquisición, neto de la depreciación acumulada y/o de las pérdidas acumuladas por deterioro del valor, si las hubiera. Ese costo de adquisición o producción incluye todos aquellos costos significativos necesarios para que tales bienes estén en condiciones de ser utilizados, incluyendo los costos financieros relacionados con obras construidas que se prolongaron en el tiempo, si los hubiere.

A la fecha de transición a las NIIF, la Sociedad ha optado por medir ciertas partidas de propiedad, planta y equipo por su valor razonable basado en las revaluaciones contables mencionadas a continuación, registradas según las NCP, como costo atribuido a las fechas de las revaluaciones respectivas.

Con respecto a los bienes transferidos por Gas del Estado S.E., los mismos han sido valuados en función del precio de transferencia, menos las correspondientes depreciaciones acumuladas. Dicho valor de transferencia se determinó en función del precio pagado (U\$S 122.000.000) por el paquete mayoritario licitado (60% del capital social). Este precio también sirvió de base para determinar el valor del 40% restante del capital accionario. Al total del capital así calculado (U\$S 203.333.000), se le aplicó el tipo de cambio vigente a la fecha de la firma del CT para expresarlo en moneda local de curso legal (pesos), y así determinar el valor de las propiedades, plantas y equipos, dado que Gas del Estado S.E. no suministró a la Sociedad el costo histórico ajustado de dichos bienes. Los montos así determinados han sido reexpresados según lo mencionado más abajo. 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. Al 31 de diciembre de 2013 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.

Asimismo, las propiedades, plantas y equipos adquiridos con anterioridad a la fecha en que la Sociedad efectuó su transición a la NIIF, esto es el 1° de enero de 2012, incluyen la reexpresión de activos permitidas por la Resolución

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Técnica N° 6 de la FACPCE y las disposiciones del Decreto N° 664/03 del Poder Ejecutivo Nacional y la Resolución General N° 441/03 de la CNV para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta el 28 de febrero de 2003.

Para los componentes significativos de propiedades, planta y equipo que deben ser reemplazados periódicamente, la Sociedad da de baja el componente reemplazado y reconoce el componente nuevo con su correspondiente vida útil y depreciación. Todos los demás costos rutinarios de reparación y mantenimiento se reconocen como gasto en el estado de resultados a medida que se incurren. Un componente de propiedades, planta y equipo o cualquier parte significativa del mismo reconocida inicialmente, se da de baja al momento de su venta o cuando no se espera obtener beneficios económicos futuros por su uso o venta. Cualquier ganancia o pérdida resultante al momento de dar de baja el activo (calculada como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo) se incluye en el estado de resultados cuando se da de baja el activo.

Los valores residuales, las vidas útiles y los métodos y tasas de depreciación de los activos se revisan a cada fecha de cierre de ejercicio y se ajustan prospectivamente, de corresponder.

La depreciación se calcula en forma lineal a lo largo de las vidas útiles máximas mencionadas a continuación:

RUBRO	VU EN AÑOS
EDIFICIOS	50
INSTALACIONES DE EDIFICIOS	25
GASODUCTOS	45
RAMALES A*P*	45
REDES	42-45 (1)
CAMARAS COMPRESORAS	30
ESTACIONES DE REGULACIONES DE PRESIÓN	25
MEDIDORES	20
OTRAS INSTALACIONES TECNICAS	15
MAQUINAS, EQUIPOS Y HERRAMIENTAS	10
SISTEMAS INFORMATICOS Y TELECOMUNICACIONES	3-5-15 (2)
RODADOS	5
MUEBLES Y ÚTILES	10

(1) Acero:42 años, Polietileno: 45 años

(2) Software: 3 años, Hardware: 5 años, Equipos de telecomunicaciones 15 años.

Cabe aclarar que con fecha 24 de abril y 19 de setiembre de 2000, el ENARGAS emitió las Resoluciones N° 1.660 y 1.903, respectivamente, en las cuales se detalla el plan de cuentas y ciertos criterios de valuación y exposición que deben ser considerados a los fines regulatorios, incluyendo las vidas útiles de los activos sujetos a regulación. En materia de propiedad, planta y equipos la Sociedad efectuó oportunamente los cambios de valuación y exposición requeridos por las normas citadas.

Adicionalmente, 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, 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, dado que de acuerdo a lo previsto en el marco regulatorio, la Sociedad no está obligada a prestar el servicio si éste resulta antieconómico y deberá informar el cálculo y el monto de la inversión que debe aportar el solicitante para que el suministro de gas fuera económicamente viable. La evaluación económica referida 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

provisión (Bonificaciones a otorgar a clientes). Este criterio contempla lo establecido por la CNV en su dictamen de fecha 28 de julio de 1995.

En relación al tema anteriormente mencionado el ENARGAS con fecha 9 de octubre de 2009 emitió la Resolución N° I/910, en la cual deja sin efecto las Resoluciones N° 10/1993 y 44/1994 y define una metodología para realizar la evaluación económica de los proyectos, estableciendo que el aporte a efectuar por la Licenciataria deberá ser equivalente –como mínimo- al valor del negocio generado por la incorporación de dicho proyecto. Adicionalmente, establece para el período de transición -comprendido entre la fecha de entrada en vigencia de la presente Resolución y la fecha de entrada en vigencia del primer Cuadro Tarifario que surja del Proceso de Revisión Tarifaria Integral- valores mínimos a bonificar para aquellos proyectos que según la nueva metodología impliquen una contraprestación inferior a la determinada previamente por el ENARGAS mediante la Resolución 1356/99. La Sociedad ha presentado al ENARGAS un Recurso de Reconsideración, donde plantea las observaciones a la metodología de cálculo de la evaluación económica y solicita dejar la misma sin efecto, dado que desde 1999 las condiciones tenidas en cuenta para su elaboración no se ajustan al actual escenario de la emergencia pública dispuesta por Ley N° 25.561, y el congelamiento del margen del servicio de distribución que remunera el servicio prestado por la Licenciataria.

El valor de las altas de los sistemas de distribución incorporadas durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 805 y 423 respectivamente.

2.3.4. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos en forma separada se miden inicialmente al costo. Después del reconocimiento inicial, los activos intangibles se contabilizan al costo menos las amortizaciones acumuladas (en los casos en los que se les asignan vidas útiles finitas) y cualquier pérdida acumulada por deterioro del valor, en caso de existir.

Los activos intangibles generados internamente, no se capitalizan y el desembolso respectivo se refleja en el estado de resultados en el período en el que dicho desembolso se incurre. Las vidas útiles de los activos intangibles pueden ser finitas o indefinidas.

Los intangibles con vidas útiles finitas se amortizan a lo largo de sus vidas útiles económicas, y se revisan para determinar si tuvieron algún deterioro del valor en la medida en que exista algún indicio de que el activo intangible pudiera haber sufrido dicho deterioro. El período y el método de amortización para un activo intangible con una vida útil finita se revisan al menos al cierre de cada período sobre el que se informa. Los cambios en la vida útil esperada o el patrón esperado de consumo del activo se contabilizan al modificarse el período o el método de amortización, según corresponda, y se tratan prospectivamente como cambios en las estimaciones contables. El gasto por amortización de los activos intangibles con vidas útiles finitas se reconoce en el estado de resultados en la categoría de gastos que resulte más coherente con la función de dichos activos intangibles.

Las ganancias o pérdidas que surjan de dar de baja un activo intangible se miden como la diferencia entre el ingreso neto procedente de la venta y el importe en libros del activo, y se reconocen en el estado de resultados cuando se da de baja el activo respectivo.

2.3.5. Instrumentos financieros: Presentación, reconocimiento y medición

2.3.5.1. Activos financieros

Reconocimiento inicial y medición posterior

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los activos financieros alcanzados por la NIC 39 se clasifican: como activos financieros al valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por cobrar, inversiones mantenidas hasta el vencimiento, inversiones financieras disponibles para la venta, según corresponda. La Sociedad determina la clasificación de los activos financieros al momento del reconocimiento inicial.

Todos los activos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable más, en el caso de los activos financieros que no se contabilizan al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles.

- Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los activos financieros al valor razonable con cambios en resultados incluyen a los activos financieros mantenidos para negociar y los activos financieros designados al momento del reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados. Los activos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se adquieren con el propósito de venderlos o recomprarlos en un futuro cercano.

Al momento de su reconocimiento inicial, la Sociedad designó un activo financiero al valor razonable con cambios en resultados, los cuales son títulos públicos vinculados al PBI.

La Sociedad evalúa los activos financieros mantenidos para negociar que no fueran derivados, para determinar si su intención de venderlos en el corto plazo sigue siendo apropiada. Cuando la Sociedad no puede negociar estos activos financieros debido a la existencia de mercados inactivos y, por lo tanto, cambia significativamente su intención de negociarlos en un futuro cercano, la Sociedad puede optar por reclasificar estos activos financieros, pero sólo en circunstancias excepcionales. La reclasificación de un activo financiero designado como préstamo y cuentas por cobrar a las categorías de disponible para la venta o de mantenido hasta el vencimiento, depende de la naturaleza del activo. Esta evaluación no afecta ningún activo financiero designado al valor razonable con cambios en resultados que utiliza la opción de medición por su valor razonable al momento de la designación.

- Préstamos y cuentas por cobrar

Los préstamos y cuentas por cobrar son activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables, que no cotizan en un mercado activo. Después del reconocimiento inicial, estos activos financieros se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro del valor. El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición, y las comisiones o los costos que son una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce en el estado de resultados como resultado financiero. Las pérdidas que resulten de un deterioro del valor del activo se reconocen en el estado de resultados como costo financiero, en caso de corresponder.

- Inversiones mantenidas hasta el vencimiento

Los activos financieros no derivados con pagos fijos o determinables y vencimientos fijos, se clasifican como mantenidos hasta el vencimiento, cuando la Sociedad tiene la intención manifiesta y la capacidad de mantenerlos hasta su vencimiento. Después del reconocimiento inicial, las inversiones mantenidas hasta el vencimiento se miden al costo amortizado utilizando el método de la tasa de interés efectiva, menos cualquier deterioro del valor. El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que son una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce en el estado de resultados como ingreso financiero. Las pérdidas que resulten de un deterioro del valor del activo se reconocen en el estado de resultados como costo financiero, en caso de corresponder.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Inversiones financieras disponibles para la venta

Las inversiones financieras disponibles para la venta incluyen aquellos activos financieros que no califican en las categorías antes mencionadas.

Después del reconocimiento inicial, las inversiones financieras disponibles para la venta se miden por su valor razonable, y las ganancias o pérdidas no realizadas se reconocen como otro resultado integral en la reserva por activos financieros clasificados como disponibles para la venta, hasta que la inversión se da de baja. En el momento de la baja, la ganancia o pérdida acumulada se reconoce como ingresos o costos financieros, o se considera como un deterioro del valor de la inversión, en cuyo caso la pérdida acumulada se reclasifica al estado de resultados como un costo financiero y se elimina de la reserva respectiva. Los intereses ganados por las inversiones en títulos de deuda disponibles para la venta se calculan utilizando el método de la tasa de interés efectiva y se reconocen como ingresos financieros en el estado de resultados.

Cuando la Sociedad no puede negociar estos activos financieros debido a la existencia de mercados inactivos y, por lo tanto, cambia sustancialmente su intención de venderlos, la Sociedad puede optar por reclasificar estos activos financieros, pero solamente en circunstancias excepcionales. La reclasificación como préstamos y cuentas por cobrar se permite cuando los activos financieros reúnan las condiciones y cumplan con la definición de préstamos y cuentas por cobrar prevista en la NIC 39, y la Sociedad tenga la intención manifiesta y la capacidad de mantener estos activos en un futuro cercano o hasta su vencimiento. La reclasificación como activos mantenidos hasta el vencimiento se permite solamente cuando la Sociedad tenga la capacidad e intención manifiesta de mantener estos activos hasta su vencimiento.

Cuando se reclasifica un activo financiero fuera de la categoría de disponible para la venta, cualquier ganancia o pérdida previa relacionada con ese activo que se haya reconocido en el patrimonio se amortiza en los resultados a lo largo del plazo restante de la inversión, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Cualquier diferencia entre el nuevo costo amortizado y los flujos de efectivo esperados, también se amortiza a lo largo del plazo restante de la inversión, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Si posteriormente se determina que el activo registra un deterioro de su valor, el importe registrado en el patrimonio se reclasifica entonces al estado de resultados como costos financieros.

Baja en cuentas

Un activo financiero (o, de corresponder, parte de un activo financiero o parte de un grupo de activos financieros similares) se da de baja en cuentas cuando:

- Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo.
- Se hallan transferido los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya asumido una obligación de pagar a un tercero la totalidad de esos flujos de efectivo sin una demora significativa, a través de un acuerdo de transferencia y (a) se hayan transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo; o (b) no se hayan ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, pero se haya transferido el control sobre el mismo.

Cuando se hayan transferido los derechos contractuales de recibir los flujos de efectivo generados por el activo, o se haya celebrado un acuerdo de transferencia, pero no se haya ni transferido ni retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo, ni se haya transferido el control sobre el mismo, ese activo se continuará reconociendo en la medida que la Sociedad continúe vinculada al activo. En este último caso, la Sociedad también reconocerá el pasivo relacionado. El activo transferido y el pasivo relacionado se medirán de

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

manera que reflejen los derechos y obligaciones que la Sociedad haya retenido. Si la vinculación que mantiene la Sociedad toma la forma de una garantía sobre el activo transferido se mide como el menor importe entre el importe original en libros del activo, y el importe máximo de contraprestación que la Sociedad sería requerida a devolver.

Deterioro del valor de activos financieros

Al cierre de cada período sobre el que se informa, la Sociedad evalúa si existe alguna evidencia objetiva de que un activo financiero o un grupo de activos financieros se encuentran deteriorados en su valor. Un activo financiero o un grupo de activos financieros se consideran deteriorados en su valor solamente si existe evidencia objetiva de deterioro de ese valor como resultado de uno o más eventos ocurridos después del reconocimiento inicial del activo (el “evento que causa la pérdida”), y ese evento que causa la pérdida tiene impacto sobre los flujos de efectivo futuros estimados generados por el activo financiero o el grupo de activos financieros, y ese impacto puede estimarse de manera fiable.

La evidencia de un deterioro del valor existe cuando datos observables indiquen que existe una disminución medible en los flujos de efectivo futuros estimados, así como mora en el cobro de créditos, o en las condiciones económicas que se correlacionan con los incumplimientos.

Para los activos financieros contabilizados al costo amortizado, la Sociedad primero evalúa si existe evidencia objetiva de deterioro del valor, de manera individual para los activos financieros que son individualmente significativos, y de manera colectiva para los activos financieros que no son individualmente significativos. Si la Sociedad determina que no existe evidencia objetiva de deterioro del valor para un activo financiero evaluado de manera individual, independientemente de su significatividad, incluye a ese activo en un grupo de activos financieros con características de riesgo de crédito similares, y los evalúa de manera colectiva para determinar si existe deterioro de su valor. Los activos que se evalúan de manera individual para determinar si existe deterioro de su valor, y para los cuales una pérdida por deterioro se reconoce o se sigue reconociendo, no son incluidos en la evaluación del valor de manera colectiva.

Si existe evidencia objetiva de que ha habido una pérdida por deterioro del valor, el importe de la pérdida se mide como la diferencia entre el importe en libros del activo y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados (excluyendo las pérdidas de crédito futuras esperadas y que aún no se hayan producido). El valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados se descuenta a la tasa de interés efectiva original de los activos financieros.

El importe en libros del activo se reduce a través del uso de una cuenta de provisión y el importe de la pérdida se reconoce en el estado de resultados. Los intereses ganados se siguen devengando sobre el importe en libros reducido del activo, utilizando la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros a los fines de medir la pérdida por deterioro del valor. Los intereses ganados se registran como ingreso financiero en el estado de resultados.

Si en un periodo posterior, el importe estimado de la pérdida por deterioro del valor aumenta o disminuye debido a un evento que ocurre después de haberse reconocido el deterioro, la pérdida por deterioro del valor reconocida anteriormente se aumenta o disminuye ajustando la cuenta de provisión. Si posteriormente se recupera una partida que fue imputada a pérdida, el recupero se acredita como costo financiero en el estado de resultados.

Respecto de las inversiones financieras disponibles para la venta, a cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, la Sociedad evalúa si existe evidencia objetiva de que una inversión o grupo de inversiones se encuentra deteriorado en su valor.

El deterioro del valor se evalúa y se reconoce sobre la base de los mismos criterios que para los activos financieros contabilizados al costo amortizado. El importe registrado por deterioro es la pérdida acumulada medida como la

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

diferencia entre el costo amortizado y el valor razonable actual, menos cualquier pérdida por deterioro reconocida previamente en el estado de resultados.

Los intereses ganados futuros se siguen devengando sobre la base del importe en libros reducido del activo, aplicando la tasa de interés utilizada para descontar los flujos de efectivo futuros a los fines de medir la pérdida por deterioro. Los intereses ganados se registran como ingresos financieros en el estado de resultados. Si en un período posterior, el valor razonable de un título de deuda aumenta, y el aumento se puede relacionar objetivamente con un evento que ocurre después de haberse reconocido la pérdida por deterioro en el estado de resultados, esa pérdida por deterioro se revierte a través del estado de resultados.

2.3.5.2. Pasivos financieros

Reconocimiento inicial y medición posterior

Los pasivos financieros alcanzados por la NIC 39 se clasifican como pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados, préstamos y cuentas por pagar, o como derivados designados como instrumentos de cobertura en una cobertura eficaz, según corresponda. La Sociedad determina la clasificación de los pasivos financieros al momento del reconocimiento inicial.

Todos los pasivos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable más, en el caso de las cuentas por pagar contabilizados al costo amortizado, los costos de transacción directamente atribuibles.

Los pasivos financieros de la Sociedad incluyen las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar.

Pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados abarcan los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados al momento del reconocimiento inicial como al valor razonable con cambios en resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si se contraen con el propósito de negociarlos en un futuro cercano. Las ganancias o pérdidas por pasivos mantenidos para negociar se reconocen en el estado de resultados.

Al reconocimiento inicial, la Sociedad no designó pasivos financieros como al valor razonable con cambios en resultados.

Préstamos y cuentas por pagar

Después del reconocimiento inicial, estas deudas se miden al costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados cuando los pasivos se dan de baja, como así también a través del proceso de amortización, a través del método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la adquisición y las comisiones o los costos que sean una parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés efectiva se reconoce como costo financiero en el estado de resultados.

Bonificaciones a otorgar a clientes

El reconocimiento inicial y medición posterior se mencionan en la Nota 2.3.3

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Baja en cuentas

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación especificada en el correspondiente contrato se haya pagado o cancelado, o haya vencido.

Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro pasivo proveniente del mismo prestamista bajo condiciones sustancialmente diferentes, o si las condiciones de un pasivo existente se modifican de manera sustancial, tal permuta o modificación se trata como una baja del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia entre los importes en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

2.3.5.3. Compensación de instrumentos financieros

Los activos financieros y los pasivos financieros se compensan de manera que se informa el importe neto en el estado de situación financiera, solamente si la Sociedad (i) tiene un derecho actual legalmente exigible de compensar los importes reconocidos; y (ii) tiene la intención de liquidarlos por el importe neto, o de realizar los activos y cancelar los pasivos en forma simultánea.

2.3.5.4. Activos financieros y pasivos financieros con partes relacionadas

Los créditos y deudas con partes relacionadas se reconocen inicialmente por su valor razonable más los costos de transacción directamente atribuibles. No existen transacciones no celebradas como entre partes independientes.

Con posterioridad al reconocimiento inicial, estos créditos y deudas se miden por su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. La amortización de la tasa de interés se reconoce en el estado de resultados como ingresos o costos financieros o como otros ingresos o gastos operativos, según cuál sea la naturaleza del activo o el pasivo que la origina.

2.3.5.5. Conversión de moneda extranjera

Transacciones y saldos en moneda extranjera (expresado en miles)

Las transacciones en moneda extranjera son inicialmente registradas por la Sociedad en pesos argentinos a las tasas de cambio de sus respectivas monedas a la fecha de la transacción.

Los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera se convierten a la moneda funcional a la tasa de cambio de cierre vigente a la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa.

Todas las diferencias de cambio se imputan al estado de resultados en la línea de otros ingresos o gastos operativos, o en la línea de ingresos o costos financieros, según cuál sea la naturaleza del activo o pasivo que las genera.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Un detalle de los saldos de activos y pasivos en moneda extranjera (expresado en miles) de la Sociedad es el siguiente:

Rubro	Clase	Monto	Tipo de Cambio	Monto en Moneda local	Clase	Monto	Tipo de Cambio	Monto en Moneda local	Clase	Monto	Tipo de Cambio	Monto en Moneda local
ACTIVO	31.12.2013				31.12.2012				01.01.2012			
	Activo no corriente											
Otros activos financieros	-	-	-	-	US\$	210	4,878	1.023	US\$	300	4,264	1.279
Otros activos no financieros	-	-	-	-	-	-	-	-	US\$	479	4,293	2.056
Activo corriente												
Otros activos financieros	US\$	3.414	6,481	22.125	US\$	3.879	4,878	18.926	US\$	5	4,264	23
Efectivo y equivalentes en efectivo	US\$	3.910	6,481	25.342	US\$	3.572	4,878	17.427	US\$	7.139	4,264	30.438
Total del activo	US\$	7.324		47.467	US\$	7.661		37.376	US\$	7.923		33.796
Posición neta	US\$	7.324		47.467	US\$	7.661		37.376	US\$	7.923		33.796

2.3.6. Inventarios

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto realizable, el que resulte menor.

El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el giro normal de los negocios, menos los costos estimados necesarios para efectuar la venta.

2.3.7. Deterioro del valor de activos no financieros

Activos no financieros en general

A cada fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa, la Sociedad evalúa si existe algún indicio de que un activo no financiero pudiera estar deteriorado en su valor. Si existe tal indicio, o cuando una prueba anual de deterioro del valor para un activo es requerida, la Sociedad estima el importe recuperable de ese activo. El importe recuperable de un activo es el mayor valor entre el valor razonable menos los costos de venta de ese activo, y su valor en uso. Ese importe recuperable se determina tomando los flujos de efectivo del grupo de activos que conforman la unidad generadora de efectivo a la cual pertenecen.

Cuando el importe en libros de una unidad generadora de efectivo excede su importe recuperable, se considera deteriorado y su valor se reduce a su importe recuperable.

Al evaluar el valor en uso de una unidad generadora de efectivo, los flujos de efectivo estimados se descuentan a su valor presente mediante una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones corrientes del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la unidad generadora de efectivo.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En base a como la Gerencia de la Sociedad opera y monitorea la totalidad de su negocio, y a como toma decisiones acerca de continuar o disponer de los activos físicos, la Sociedad considera que tiene una única unidad generadora de flujo de efectivo para efectuar la prueba de deterioro de Propiedad, planta y equipo.

La Sociedad basa su cálculo del deterioro del valor en presupuestos detallados y cálculos de proyecciones que se confeccionan para la unidad generadora de efectivo de la Sociedad.

El valor de las propiedades, plantas y equipos no supera su valor recuperable, determinado en base a proyecciones de flujos de fondos que consideran los lineamientos derivados de los acuerdos suscriptos con la UNIREN y ratificados por el Poder Ejecutivo Nacional, mencionados en la Nota 1.3.3, que la Gerencia estima a la fecha de emisión de los presentes estados financieros como las más probables, y que comprenden, entre otros, estimaciones de ajustes a las tarifas vigentes a través del proceso de MMC, aplicación de la **Resolución ENARGAS N° 2.407/2012** y de la RTI descriptos en dicha nota. Por lo tanto, estas estimaciones son sensibles a la concreción de los supuestos asumidos, entre otros, la oportunidad en la cual la Sociedad reciba incrementos tarifarios y sus montos.

En caso de existir pérdidas por deterioro del valor correspondientes a las operaciones continuadas, incluido el deterioro del valor de los inventarios, se reconocen en el estado de resultados en aquellas categorías de gastos que se correspondan con la función del activo deteriorado.

Una pérdida por deterioro del valor reconocida previamente solamente se revierte si hubo un cambio en los supuestos utilizados para determinar el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo, desde la última vez en que se reconoció una pérdida por deterioro del valor esa unidad generadora de efectivo. La reversión se limita de manera tal que el importe en libros de la unidad generadora de efectivo no exceda su monto recuperable, ni exceda el importe en libros que se hubiera determinado, neto de la depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para esa unidad generadora de efectivo en ejercicios anteriores. Tal reversión se reconoce en el estado de resultados.

2.3.8. Efectivo y equivalentes al efectivo

Se considera efectivo tanto a los fondos en caja como a los depósitos bancarios a la vista de libre disponibilidad. Se consideran equivalentes al efectivo a las inversiones a corto plazo de gran liquidez y libre disponibilidad que, sin previo aviso ni costo relevante, pueden convertirse fácilmente en una cantidad determinada de efectivo conocida con alto grado de certeza al momento de la imposición, están sujetas a un riesgo poco significativo de cambios en su valor, con vencimientos hasta tres meses posteriores a la fecha de las respectivas imposiciones, y cuyo destino principal no es el de inversión o similar, sino el de cancelación de compromisos a corto plazo.

Para propósitos de presentación del estado de situación financiera, el efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja y bancos y las colocaciones a corto plazo que cumplen con las condiciones definidas precedentemente.

Para propósitos de presentación del estado de flujos de efectivo, el efectivo y equivalentes al efectivo incluyen el efectivo en caja y bancos y las colocaciones a corto plazo que cumplen con las condiciones definidas precedentemente, netos de los adelantos en cuentas corrientes bancarias.

A continuación se detalla la composición del efectivo y el equivalente de efectivo al cierre de cada ejercicio:

	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
Efectivo en caja y bancos	6.257	1.801	5.541
Colocaciones a corto plazo	119.168	95.637	91.023
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del ejercicio	(1) 125.425	97.438	96.564

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (1) Incluye \$22.800 correspondientes a montos cobrados de acuerdo a lo establecido a la Res. ENARGAS N° 2.407/2012 y complementarias, que serán destinados exclusivamente a la realización de las obras aprobadas en el “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” bajo la modalidad de “Obras de Protocolo de Seguimiento”

2.3.9. Información por Segmentos de Negocio de acuerdo a NIIF

Un segmento operativo se define como un componente de una sociedad en la cual la información financiera se presenta por separado y la misma es evaluada regularmente por la Dirección, quien no identifica segmentos operativos ni determina la rentabilidad operativa por tipo de servicio o tipo de cliente.

2.3.10. Provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes

2.3.10.1. Provisiones

Reconocimiento y medición

Las provisiones se reconocen cuando (i) existe una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un suceso pasado; (ii) es probable que haya que desprenderse de recursos que incorporan beneficios económicos para cancelar la obligación; y (iii) pueda hacerse una estimación fiable del importe de la misma.

En los casos en que se espera que la provisión se reembolse en todo o en parte, por ejemplo, en virtud de un contrato de seguros, el reembolso se reconoce como un activo separado únicamente en los casos en que tal reembolso sea virtualmente cierto. El gasto correspondiente a cualquier provisión se presenta en el estado de resultados en la línea que mejor refleje la naturaleza de la provisión, neto de todo reembolso relacionado, en la medida en que éste sea virtualmente cierto.

Si el efecto del valor temporal del dinero es significativo, las provisiones se descuentan utilizando una tasa actual de mercado antes de impuestos que refleja, cuando corresponda, los riesgos específicos del pasivo.

Cuando se reconoce el descuento, el aumento de la provisión producto del paso del tiempo se reconoce como costos financieros en el estado de resultados.

2.3.10.2. Pasivos contingentes

Un pasivo contingente es: (i) una obligación posible, surgida a raíz de sucesos pasados y cuya existencia ha de ser confirmada solo por la ocurrencia, o en su caso la no ocurrencia, de uno o más sucesos futuros inciertos que no están enteramente bajo el control de la Sociedad; o (ii) una obligación presente, surgida a raíz de sucesos pasados, que no se ha reconocido contablemente porque: (a) no es probable que para satisfacerla se vaya a requerir una salida de recursos que incorporen beneficios económicos; o (b) el importe de la obligación no pueda ser medido con la suficiente fiabilidad.

Un pasivo contingente no es reconocido en los estados financieros, sino que es informado en notas, excepto en el caso en que la posibilidad de una eventual salida de recursos para liquidarlo sea remota. Para cada tipo de pasivo contingente a las respectivas fechas de cierre de los ejercicios sobre los que se informa, la Sociedad revela (i) una breve descripción de la naturaleza del mismo y, cuando fuese posible, (ii) una estimación de sus efectos financieros; (iii) una indicación de las incertidumbres relacionadas con el importe o el calendario de las salidas de recursos correspondientes; y (iv) la posibilidad de obtener eventuales reembolsos.

2.3.10.3. Activos contingentes

Un activo contingente es un activo de naturaleza posible, surgido a raíz de sucesos pasados, cuya existencia ha de ser confirmada solo por la ocurrencia, o en su caso por la no ocurrencia, de uno o más eventos inciertos en el futuro, que no están enteramente bajo el control de la Sociedad.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Un activo contingente no es reconocido en los estados financieros, sino que es informado en notas, pero sólo en el caso en que sea probable la entrada de beneficios económicos. Para cada tipo de activo contingente a las respectivas fechas de cierre de los ejercicios sobre los que se informa, la Sociedad revela (i) una breve descripción de la naturaleza del mismo y, cuando fuese posible, (ii) una estimación de sus efectos financieros.

Tal cual lo previsto en la NIC 37, la Sociedad tiene por política no revelar de manera detallada la información vinculada con disputas con terceros relativas a situaciones que involucran provisiones, pasivos contingentes y activos contingentes, en la medida en que esa información perjudique seriamente la posición de la Sociedad. En estos casos, la Sociedad brinda información de naturaleza genérica y explica las razones que han llevado a tomar tal decisión.

2.3.11. Valor razonable

Se define como valor razonable al precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición.

Una medición a valor razonable supone que la transacción de venta del activo o transferencia del pasivo tiene lugar:

- en el mercado principal del activo o pasivo; o
- en ausencia de un mercado principal, en el mercado más ventajoso para el activo o pasivo.

El mercado principal o más ventajoso debe ser accesible para la Sociedad.

El valor razonable de un activo o de un pasivo se mide utilizando los supuestos que los participantes del mercado utilizarían para fijar el precio del activo o el pasivo, suponiendo que los participantes del mercado actúan en su mejor interés económico.

La Sociedad utiliza las técnicas de valoración que resultan más apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes disponibles para medir el valor razonable, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

Todos los activos y pasivos para los cuales se mide o se revela el valor razonable en los estados financieros se categorizan dentro de la jerarquía de valor razonable, como se describe a continuación, considerando para ello el dato de entrada de nivel inferior que sea significativo para la medición del valor razonable en su conjunto:

- Datos de entrada de Nivel 1: Precios de cotización (sin ajustar) en mercados activos para activos o pasivos idénticos.
- Datos de entrada Nivel 2: Técnicas de valoración para las cuales los datos de entrada son distintos de los precios de cotización incluidos en el Nivel 1, pero son observables para el activo o pasivo, directa o indirectamente.
- Datos de entrada de Nivel 3: Técnicas de valoración para las cuales los datos de entrada no son observables para el activo o pasivo

Para los activos y pasivos reconocidos en los estados financieros en forma recurrente, al cierre de cada período sobre el que se informa, la Sociedad determina si han ocurrido transferencias entre los niveles de la jerarquía de valor razonable, a través de la reevaluación de su categorización, considerando para ello el dato de entrada de nivel inferior que sea significativo para la medición del valor razonable en su conjunto.

2.4. Juicios, estimaciones y supuestos contables significativos

La preparación de los estados financieros de acuerdo con las NIIF requiere la elaboración y consideración, por parte de la Dirección, de juicios, estimaciones y supuestos contables significativos que impactan en los saldos registrados de activos y pasivos, ingresos y gastos, así como en la determinación y revelación de los activos y pasivos contingentes a la fecha de cierre del período sobre el que se informa. En este sentido, las incertidumbres asociadas con las estimaciones y supuestos adoptados podrían dar lugar en el futuro a resultados finales que podrían diferir de dichas estimaciones y requerir de ajustes significativos a los saldos registrados de los activos y pasivos afectados.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad ha basado sus estimaciones y supuestos contables significativos considerando los parámetros disponibles al momento de la preparación de los estados financieros. Sin embargo, las circunstancias y los supuestos actuales sobre los acontecimientos futuros podrían variar debido a cambios en el mercado o a circunstancias que surjan más allá del control de la Sociedad. Esos cambios se reflejan en los supuestos en el momento en que ellos ocurren.

La preparación de los estados financieros a la fecha de cierre del período, requiere que la Sociedad realice estimaciones y evaluaciones que afectan el monto de los activos y pasivos registrados y los pasivos y activos contingentes revelados a dicha fecha, como así también los ingresos y egresos registrados en el período e impuesto a las ganancias. Las mismas son utilizadas en casos tales como, la determinación de provisiones para deudores incobrables y contingencias, reconocimiento de ingresos por servicios prestados aún no facturados, depreciaciones, y determinación del valor recuperable de los bienes de uso. Los resultados reales futuros pueden diferir de las estimaciones y evaluaciones realizadas a la fecha de preparación de los presentes estados financieros, pudiendo afectar, entre otras, las conclusiones actuales de la Gerencia sobre los valores recuperables de sus activos al 31 de diciembre de 2013.

2.5. Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

2.5.1. Información requerida para el período de doce meses finalizado el 31 de diciembre de 2013:

De acuerdo con lo requerido por el apartado 17 (c) de la RT N° 26 (y su modificatoria), esta Nota explica los principales ajustes de la transición a las NIIF, así como también presenta las siguientes conciliaciones relacionadas con dicha transición entre:

- (i) Entre el patrimonio determinado de acuerdo con las NCP y el patrimonio determinado de acuerdo con las NIIF, al 1° de enero de 2012 (fecha de la transición a las NIIF), y al 31 de diciembre de 2012; respectivamente;
- (ii) Entre el resultado neto determinado de acuerdo con las NCP correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, y el resultado integral total determinado de acuerdo con las NIIF a la misma fecha.

En la preparación de estas conciliaciones, la Sociedad ha considerado aquellas normas que son aplicables en la preparación de los primeros estados financieros anuales presentados de acuerdo con las NIIF, pero dando efecto a las excepciones y exenciones previstas en la NIIF 1 que se describen a continuación.

2.5.2. Excepciones obligatorias a la aplicación retroactiva de ciertas NIIF - Estimaciones

Los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos realizados por la Sociedad para determinar los importes según las NIIF al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF) y al 31 de diciembre de 2012 fueron consistentes con los realizados a las mismas fechas de conformidad con las NCP.

2.5.3. Exenciones utilizadas en la aplicación retroactiva de ciertas NIIF

La NIIF 1 permite a las entidades que adoptan por primera vez las NIIF considerar determinadas exenciones al principio de aplicación retroactiva de las NIIF. La Sociedad aplicó las siguientes exenciones:

Utilización del costo atribuido en elementos de propiedades, planta y equipo (bienes de uso)

Tal como se describe en la nota 2.3.3 de los presentes estados financieros las partidas de propiedades, planta y equipo se han registrado al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF) sobre la base de revaluaciones contables según las NCP. La Sociedad ha optado por tomar estos valores como costo atribuido de estos activos a la fecha de la revaluación, por cuanto se ha considerado que esos valores eran sustancialmente comparables con sus valores razonables, o bien con el costo depreciado de los mismos según las NIIF, ajustado para reflejar los cambios en un índice general de precios a esas mismas fechas.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con posterioridad a las fechas de las respectivas revaluaciones, las mediciones de las propiedades, planta y equipo se realizaron de conformidad con la NIC 16 (Propiedades, planta y equipo). Con este propósito, la Sociedad ha optado por el modelo de costo previsto en esta norma.

Redes de gas recibidas de terceros

CINIIF 18 (Transferencias de activos de clientes) da guías de cómo contabilizar elementos de propiedades, planta y equipo recibidos de los clientes u otros terceros que la Sociedad debe utilizar para proporcionar a los clientes el suministro del servicio público de distribución de gas natural. Si el bien recibido cumple la definición de un activo, tal como se establece en las NIIF, entonces el activo transferido se mide por su valor razonable, a menos que no pueda medirse con fiabilidad en cuyo caso se mide por el importe en libros del activo entregado, y dicho valor se convierte en su costo al momento del reconocimiento inicial.

La Sociedad recibe de forma periódica redes de gas construidas por terceros, y las ha recibido por años desde los tiempos de inicio de la Licencia. Debido a la dificultad en evaluar todas las redes recibidas de terceros a través de los años, la NIIF 1 permite que cuando la aplicación retroactiva sea impracticable, las adoptantes por primera vez pueden aplicar CINIIF 18 de forma prospectiva a las transferencias de redes recibidas de terceros a partir de la fecha de transición a las NIIF (1° de enero de 2012). La aplicación de esta norma, a partir de esa fecha, no ha generado diferencias de medición con el criterio contable seguido bajo las NCP.

2.5.4. Explicación de la transición a las NIIF

- Conciliación del patrimonio al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF)

Notas	01.01.2012		
	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Activos no corrientes	502.379	-	502.379
Activos corrientes	125.604	-	125.604
Total de Activos	627.983	-	627.983
Patrimonio Total	472.903	-	472.903
Pasivos no corrientes	85.698	-	85.698
Pasivos corrientes	69.382	-	69.382
Total de Pasivos	155.080	-	155.080
Total de Patrimonio y Pasivos	627.983	-	627.983

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- **Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre de 2012**

Notas	31.12.2012		
	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Activos no corrientes	495.960	-	495.960
Activos corrientes	155.079	-	155.079
Total de Activos	651.039	-	651.039
Patrimonio Total	477.872	-	477.872
Pasivos no corrientes	94.704	-	94.704
Pasivos corrientes	78.463	-	78.463
Total de Pasivos	173.167	-	173.167
Total de Patrimonio y Pasivos	651.039	-	651.039

- **Conciliación del resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012**

Notas	31.12.2012		
	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Ingresos de actividades ordinarias	266.354	-	266.354
Costo de ventas	(183.106)	-	(183.106)
Resultado bruto	83.248	-	83.248
Gastos de administración	2.5.5.B (38.153)	412	(37.741)
Gastos de comercialización	(51.388)	-	(51.388)
Otros Ingresos operativos netos	2.5.5.A 4.183	2.189	6.372
Otros egresos operativos netos	2.5.5.A (252)	(75)	(327)
Resultado operativo	(2.362)	2.526	164
Costos Financieros	2.5.5.A (87)	75	(12)
Ingresos Financieros	2.5.5.A 16.530	(2.189)	14.341
Resultado antes del impuesto a las ganancias	14.081	412	14.493
Impuesto a las ganancias	2.5.5.C (6.364)	(144)	(6.508)
Resultado neto	7.717	268	7.985
Otro resultado integral del ejercicio			
Pérdida por activos financieros mantenidos para la venta	2.5.5.B -	(412)	(412)
Efectos en el impuesto a las ganancias	2.5.5.C -	144	144
Otro Resultado integral neto	-	(268)	(268)
Resultado integral neto	7.717	-	7.717

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2.5.5. Notas explicativas a los ajustes y reclasificaciones de la transición a las NIIF

Se explican resumidamente a continuación, los principales ajustes y reclasificaciones de la transición a las NIIF que afectan el patrimonio al 1° de enero de 2012 (fecha de la transición a las NIIF) y al 31 de diciembre de 2012, y al resultado neto correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2012, respectivamente, y que surgen de comparar las políticas contables aplicadas por la Sociedad en la preparación de los estados financieros hasta el cierre del ejercicio anterior finalizado el 31 de diciembre de 2012 (NCP) y las políticas contables aplicadas por la Sociedad en la preparación de los estados financieros a partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2013 (NIIF).

A. Intereses facturados a clientes y por proveedores

En virtud de las NCP, la Sociedad exponía bajo el rubro "Resultados financieros y por tenencia" los intereses financieros por mora facturados a clientes y por proveedores. Bajo las NIIF dichos conceptos requieren ser expuestos dentro del "Resultado Operativo", debido a que los mismos son originados por el mantenimiento de créditos y pasivos de la Sociedad con los clientes y proveedores relacionados con la prestación del servicio público de distribución de gas natural.

B. Valuación de activos financieros disponibles para la venta

En virtud de las NCP, los activos financieros disponibles para la venta se valúan a su valor neto de realización, imputando los resultados no realizados al resultado del ejercicio. La NIC 39 (Instrumentos Financieros) requiere que estos activos se valúen en su reconocimiento inicial a su valor razonable. Después del reconocimiento inicial, las inversiones financieras disponibles para la venta se miden por su valor razonable, y las ganancias o pérdidas no realizadas se reconocen como otro resultado integral en la reserva por activos financieros clasificados como disponibles para la venta, hasta que la inversión se da de baja. Consecuentemente, en el ejercicio 2012 se ha reducido el valor de los resultados generados por los otros activos financieros en 268, con crédito a patrimonio, neto del efecto de impuesto a las ganancias relacionado.

C. Impuesto a las ganancias diferido

El ajuste por el efecto del impuesto a las ganancias diferido de las diferencias mencionadas en B se ha reconocido de manera consistente con las transacciones subyacentes con las que se relacionan.

D. Valuación de Inventarios

En virtud de las NCP, las existencias se valúan a sus costos respectivos de reposición al cierre de cada ejercicio, los cuales no superan su respectivo valor recuperable. Conforme a la NIC 2 (Inventarios), dichas existencias se deben medir al costo de adquisición o valor neto realizable, el menor. Resulta inmaterial el efecto de reconocer esta diferencia de valuación.

2.5.6. Nuevas normas e interpretaciones adoptadas

A partir del ejercicio iniciado el 1° de enero de 2013 la Sociedad ha aplicado, por primera vez, ciertas normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas según las emitió el IASB. En general, estas normas e interpretaciones requieren que la información de los estados financieros sea modificada retroactivamente.

Una breve descripción de las normas e interpretaciones nuevas y/o modificadas adoptadas por la Sociedad y su impacto sobre los presentes estados financieros, es la siguiente:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NIC 1 Presentación de estados financieros – Presentación de los componentes del otro resultado integral

Esta modificación a la NIC 1 cambia la agrupación de los componentes del otro resultado integral (ORI). Aquellos componentes que podrán reclasificarse al resultado del período en algún momento en el futuro se presentarán separadamente de aquellos componentes que no se reclasificarán nunca a los resultados del período. Al 31 de diciembre de 2013, se ha reconocido esta modificación la cual no tuvo ningún impacto en la situación financiera de la Sociedad.

NIC 1 Presentación de estados financieros- Presentación de información comparativa

Se clarifica la diferencia entre la información comparativa mínima que es requerida por las NIIF (generalmente, el período anterior) y la información comparativa voluntaria adicional que la entidad opte por presentar. En caso de presentar información comparativa voluntaria adicional, la entidad deberá revelar la correspondiente información complementaria relacionada con esa información comparativa voluntaria adicional. Sin embargo, dicha información adicional no necesariamente deberá incluir la equivalente a un juego completo de estados financieros. También se aclara que, en los casos en que las NIIF requieren presentar el tercer estado de situación financiera al inicio del período precedente, no es requerida la presentación de toda la información complementaria relacionada con dicho tercer estado.

NIC 16 Propiedades, planta y equipo- Clasificación de equipos de servicio y repuestos

Se clarifica que los repuestos y equipos de servicio se reconocerán de acuerdo con la NIC 16 cuando estas partidas cumplan con la definición de propiedad, planta y equipo. De lo contrario, se presentarán como partidas de inventarios. Al 31 de diciembre de 2013, esta interpretación no tuvo un impacto relevante para la Sociedad.

NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación - Efecto impositivo de las distribuciones de dividendos a los propietarios

Se aclara que este efecto se debe reconocer y registrar de acuerdo con la NIC 12, es decir, en el resultado del período o en el otro resultado integral (ORI), según cuál sea la partida que le dio origen. Si se trata de una retención de impuestos sobre el monto distribuido que será ingresada a la autoridad fiscal, esa retención se imputa al patrimonio como parte de los dividendos distribuidos. Al 31 de diciembre de 2013, esta modificación no tuvo un impacto para la Sociedad.

NIIF 7 Instrumentos financieros: Información a revelar. Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Esta modificación a la NIIF 7 requiere que una entidad revele información acerca de los acuerdos de compensación de activos financieros y pasivos financieros celebrados con terceros, con el propósito de brindar información adicional útil que permita evaluar el efecto que estos acuerdos tienen sobre la presentación de la situación financiera de la entidad. Este nuevo requerimiento de información aplica a todos los instrumentos financieros reconocidos que se presentan compensados en el estado de situación financiera de acuerdo con la NIC 32. También aplica a los instrumentos financieros sujetos a compensación obligatoria por aplicación de un acuerdo general de compensación (“acuerdo marco”), aún cuando no se presenten efectivamente compensados en los términos de la NIC 32. Se ha revelado esta información en la Nota 12.1.

NIIF 13 Medición del valor razonable

La NIIF 13 establece una única guía para todas las mediciones al valor razonable de acuerdo con las NIIF. La NIIF 13 no modifica cuándo una entidad es requerida de aplicar el valor razonable, sino que ofrece una guía sobre cómo

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

determinar el valor razonable de acuerdo con las NIIF cuando éste es requerido o permitido. La norma clarifica, entre otras cosas, que el valor razonable se basa fundamentalmente en un "precio de salida" y no en un "precio de entrada o reposición". La aplicación de esta norma no tuvo efecto sobre las mediciones de los valores razonables.

La norma también prevé requerimientos adicionales de información a revelar sobre cómo los valores razonables fueron determinados. Al 31 de diciembre de 2013 se ha revelado esta información en la Nota 12.4.

2.5.7 Nuevas normas contables, interpretaciones y modificaciones no vigentes al 31 de diciembre de 2013

NIC 32 Instrumentos financieros: Presentación. Compensación de activos financieros y pasivos financieros

Esta modificación a la NIC 32 aporta clarificaciones al significado de los términos "derecho actual y exigible legalmente a compensar los importes reconocidos" e "intención de liquidar por el importe neto, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente" previstos en la norma para que una entidad pueda reconocer en su estado de situación financiera una compensación de activos financieros y pasivos financieros. La modificación se aplica de manera retroactiva y tendrá vigencia para los períodos anuales que se inicien a partir del 1° de enero de 2014. Esta norma no tiene impacto en la Sociedad.

NIIF 13 Medición del valor razonable - Aplicación a activos y pasivos financieros con posiciones compensadas

Se clarifica que la excepción prevista en la norma para medir en forma neta el valor razonable de una cartera ("portfolio") de activos y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgos de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, incluye a todos los contratos que están alcanzados y se contabilizan de acuerdo con la NIC 39 (o NIIF 9), aun cuando esos contratos no cumplan con la definición de activos y pasivos financieros de la NIC 32. Esta modificación tendrá vigencia para los períodos anuales que se inicien a partir del 1° de julio de 2014. Sin embargo, la modificación se aplicará de manera prospectiva a partir del inicio del período anual en el cual la NIIF 13 fue aplicada por primera vez. Esta norma no tiene impacto en la Sociedad.

NIIF 9 Instrumentos financieros: Clasificación y medición

La NIIF 9 (y sus modificaciones) refleja la primera etapa del trabajo del IASB para reemplazar la NIC 39, y se aplica a la clasificación y medición de activos financieros y pasivos financieros según se los define en la NIC 39. En las etapas subsiguientes, el IASB abordará la contabilidad de coberturas y el deterioro del valor de los activos financieros. Se espera que este proyecto culmine durante 2014. La adopción de la primera etapa de la NIIF 9 podría tener efecto sobre la clasificación y medición de los activos financieros de la Sociedad, pero posiblemente no tenga efecto alguno sobre la clasificación y la medición de los pasivos financieros. La Sociedad evaluará el efecto junto con las demás etapas, cuando se las emita, a fin de presentar una visión integral.

Según la norma, todos los activos financieros se miden por su valor razonable al momento de su reconocimiento inicial. Subsecuentemente, los activos financieros que sean instrumentos de deuda pueden medirse por su costo amortizado si (i) el activo se mantiene como parte de un modelo de negocio cuyo objetivo es el de mantener ese activo con el propósito de cobrar los flujos de efectivo que éste genera; y (ii) los términos y condiciones contractuales para ese activo dan lugar, en fechas fijas y predeterminadas, a flujos de efectivo que corresponden exclusivamente pagos del capital y los intereses relacionados. Todo otro instrumento de deuda que no reúna estos requisitos se mide subsecuentemente por su valor razonable.

Los activos financieros que sean instrumentos de patrimonio mantenidos para negociar se miden por su valor razonable con cambios en resultados. Para todo otro instrumento de patrimonio que no sea mantenido para negociar, la entidad tiene la opción irrevocable de medir esos activos por su valor razonable con cambios en el otro resultado

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

integral (ORI), o con cambios en resultados. Según la norma, desaparece la categoría de activos financieros disponibles para la venta que estaba prevista en la NIC 39.

Para los pasivos financieros que se miden por su valor razonable, el cambio en dicho valor razonable se imputa a resultados, con excepción de la porción de ese cambio que sea atribuida a un cambio en el riesgo de crédito del pasivo, que se imputa al otro resultado integral (ORI), excepto que dicha imputación a ORI produzca un desajuste o descalce contable en resultados. Para otros pasivos financieros que no se midan por su valor razonable (ej. costo amortizado), se mantienen las reglas previstas en la NIC 39.

En noviembre de 2013 el IASB emitió 3 nuevas modificaciones a la norma: (i) se agrega un nuevo capítulo sobre la contabilidad de coberturas; (ii) se incorporan mejoras en la revelación de información sobre cambios en el valor razonable de los títulos de deuda propios de la entidad; y (iii) se eliminó la fecha mandatoria de vigencia de la norma (1° de enero de 2015) hasta tanto el proyecto de norma sea completado en su totalidad.

CINIIF 21 Gravámenes

Esta interpretación aplica a todo tipo de gravamen distinto del impuesto a las ganancias (NIC 12) o de cualquier tipo de multa o penalidad impuesta por una entidad gubernamental por incumplimiento de una legislación vigente. La interpretación aclara que una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen cuando efectivamente ocurra el evento que da origen a la obligación de pagar el gravamen, según lo estableciere la legislación respectiva. Por lo tanto, el reconocimiento del pasivo podrá ocurrir (i) en un punto determinado en el tiempo; o (ii) progresivamente a lo largo del tiempo, según se materialice el suceso que genera la obligación de pago del gravamen. Esta interpretación se aplica de manera retroactiva y tendrá vigencia para los periodos anuales que se inicien a partir del 1° de enero de 2014. Esta norma no tendrá efecto significativo en la Sociedad.

NOTA 3 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Venta de transporte y distribución de gas	338.580	258.285
Otras ventas	9.776	8.069
	<u>348.356</u>	<u>266.354</u>

NOTA 4 – COSTO DE VENTA

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Existencia de materiales al inicio del ejercicio (Nota 11)	1.267	1.209
Compras de gas	108.169	98.702
Compras de materiales	2.593	1.863
Transporte de gas	23.273	22.343
Gastos de distribución (Nota 5)	73.139	60.256
Menos: Existencia de materiales al cierre del ejercicio (Nota 11)	<u>(1.596)</u>	<u>(1.267)</u>
Costo de ventas	<u>206.845</u>	<u>183.106</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 5 – GASTOS DE DISTRIBUCION, ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION

El detalle de los gastos de distribución, administración y comercialización correspondientes a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, es el siguiente:

	Por el ejercicio finalizado al 31.12.2013					
	Gastos de Distribución	Gastos de Administración	Gastos de Comercialización	Gastos de Financiación	Activación de Gastos	Total 31.12.2013
Remuneraciones y cargas sociales	23.300	29.991	28.558	-	2.912	84.761
Honorarios directores y síndicos	-	907	-	-	-	907
Honorarios por servicios profesionales	631	4.457	32	-	-	5.120
Juicios y reclamos	4.812	355	-	-	-	5.167
Gastos de facturación y cobranzas	-	-	15.732	-	-	15.732
Alquileres varios	24	397	653	-	-	1.074
Primas de seguros	1.262	373	74	-	-	1.709
Viajes y estadías	1.096	845	538	-	-	2.479
Gastos de correos y telecomunicaciones	103	870	285	-	-	1.258
Depreciación de propiedad, planta y equipo	23.271	82	361	-	-	23.714
Amortización de activos intangibles	524	-	13	-	-	537
Servidumbres de paso	2.033	-	-	-	-	2.033
Mantenimiento y reparación de propiedad, planta y equipo	9.104	2.557	1.013	-	-	12.674
Impuestos, tasas y contribuciones	109	61	1.352	-	-	1.522
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	10.066	-	-	10.066
Tasa ENARGAS	3.529	3.425	3.425	-	-	10.379
Deudores incobrables	-	-	253	-	-	253
Publicidad y propaganda	3	-	212	-	-	215
Limpieza y vigilancia	2.141	300	1.791	-	-	4.232
Gastos y comisiones bancarias	-	220	-	-	-	220
Intereses	-	-	-	356	-	356
Servicios y suministros de terceros	692	1.201	1.127	-	-	3.020
Convenios de atención comercial y técnica	296	-	297	-	-	593
Gastos diversos	209	3.224	375	-	-	3.808
Total de gastos	73.139	49.265	66.157	356	2.912	191.829

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Por el ejercicio finalizado al 31.12.2012

	Gastos de Distribución	Gastos de Administración	Gastos de Comercialización	Gastos de Financiación	Activación de Gastos	Total 31.12.2012
Remuneraciones y cargas sociales	20.807	21.808	24.384	-	1.349	68.348
Honorarios directores y síndicos	-	756	-	-	-	756
Honorarios por servicios profesionales	171	2.180	47	-	-	2.398
Juicios y reclamos	200	2.848	-	-	-	3.048
Gastos de facturación y cobranzas	322	-	11.013	-	-	11.335
Alquileres varios	12	291	880	-	-	1.183
Primas de seguros	1.127	258	68	-	-	1.453
Viajes y estadías	1.038	584	233	-	-	1.855
Gastos de correos y telecomunicaciones	73	670	386	-	-	1.129
Depreciación de propiedad, planta y equipo	23.018	61	288	-	-	23.367
Amortización de activos intangibles	534	-	8	-	-	542
Servidumbres de paso	1.570	-	-	-	-	1.570
Mantenimiento y reparación de propiedad, planta y equipo	6.393	1.978	808	-	-	9.179
Impuestos, tasas y contribuciones	78	42	1.056	-	-	1.176
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	7.321	-	-	7.321
Tasa ENARGAS	2.563	2.488	2.487	-	-	7.538
Deudores incobrables	-	-	(765)	-	-	(765)
Publicidad y propaganda	-	-	123	-	-	123
Limpieza y vigilancia	1.531	292	1.511	-	-	3.334
Gastos y comisiones bancarias	-	171	-	-	-	171
Intereses	-	-	-	12	-	12
Servicios y suministros de terceros	535	911	861	-	-	2.307
Convenios de atención comercial y técnica	124	-	239	-	-	363
Gastos diversos	160	2.403	440	-	-	3.003
Total de gastos	60.256	37.741	51.388	12	1.349	150.746

NOTA 6 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS

Otros ingresos operativos

	31.12.2013	31.12.2012
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo	356	-
Recupero de provisiones	228	1.740
Otros ingresos	957	2.443
Intereses Comerciales Ganados	1.696	2.189
	3.237	6.372

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Otros egresos operativos

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Resultado por baja de propiedad, planta y equipo	-	(30)
Otros egresos	(1.467)	(222)
Intereses y Diferencias de Cambio Comerciales	(491)	(75)
	<u>(1.958)</u>	<u>(327)</u>

Costos financieros

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Intereses	(356)	(12)
	<u>(356)</u>	<u>(12)</u>

Ingresos financieros

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Intereses	11.539	8.741
Diferencias de cotización	11.799	4.603
Otros resultados por tenencia	2.212	997
	<u>25.550</u>	<u>14.341</u>

NOTA 7 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Los principales componentes del ingreso por impuesto a las ganancias para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, son los siguientes:

Estado del resultado integral

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Impuesto a las ganancias corriente		
Cargo por impuesto a las ganancias del ejercicio	23.718	7.990
Impuesto a las ganancias diferido		
Relacionado con el origen y la reversión de diferencias temporarias	(3.246)	(1.482)
Impuesto a las ganancias	<u>20.472</u>	<u>6.508</u>

Estado del resultado integral

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Impuesto a las ganancias diferido relacionado con partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio		
Resultado por activos financieros disponibles para la venta	32	(144)
Impuesto a las ganancias imputado al otro resultado integral	<u>32</u>	<u>(144)</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La conciliación entre el ingreso por impuesto a las ganancias y el resultado contable multiplicado por la tasa impositiva de la Sociedad aplicable para los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, es la siguiente:

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Resultado del ejercicio antes del impuesto a las ganancias	52.562	14.493
A la tasa efectiva de impuestos del 35%	(18.397)	(5.073)
Diferencias permanentes	(2.075)	(1.435)
Impuesto a las ganancias en el estado del resultado integral	<u>(20.472)</u>	<u>(6.508)</u>

Impuesto a las ganancias diferido

El impuesto a las ganancias diferido corresponde a lo siguiente:

	<u>Estado de situación financiera</u>			<u>Estado del resultado integral</u>	
	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.752	1.717	1.865	35	(148)
Amortizaciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(5.320)	(3.576)	(1.654)	(1.744)	(1.922)
Provisiones	6.054	4.423	4.199	1.631	224
Remuneraciones y cargas sociales	134	316	390	(182)	(74)
Ajuste por inflación de activos no monetarios	(69.578)	(73.052)	(76.598)	3.474	3.546
Quebrantos impositivos disponibles para compensación contra ganancias impositivas futuras (Nota 2.3.2)	11.803	3.548	-	8.255	3.548
Previsión quebranto impositivo (Nota 2.3.2)	(11.803)	(3.548)	-	(8.255)	(3.548)
Ingreso por impuesto diferido				<u>3.214</u>	<u>1.626</u>
Pasivo neto por impuesto diferido	<u>(66.958)</u>	<u>(70.172)</u>	<u>(71.798)</u>		

Conciliación del pasivo neto por impuesto diferido

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
Saldo al inicio del ejercicio	(70.172)	(71.798)
Ingreso reconocido en resultados durante el ejercicio	3.246	1.482
Resultado reconocido dentro de otro resultado integral	(32)	144
Saldo al cierre ejercicio	<u>(66.958)</u>	<u>(70.172)</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

NOTA 8 – GANANCIA POR ACCION

El importe de la ganancia por acción básica se calcula dividiendo la ganancia neta del ejercicio, por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el ejercicio.

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

Ganancia por acción	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>
- Básica y diluida	<u>0,159</u>	<u>0,038</u>
Promedio ponderado de cantidad de acciones ordinarias atribuibles a la ganancia básica por acción	<u><u>202.351.288</u></u>	<u><u>202.351.288</u></u>

No hubo ninguna transacción con acciones ordinarias u acciones ordinarias potenciales entre la fecha de cierre del ejercicio sobre el que se informa y la fecha de emisión de estos estados financieros.

NOTA 9 – PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1° de enero del 2012:

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	387	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	2.387	-	-	11	2.398
Instalaciones de edificios	8.350	1.500	(2)	-	9.848
Gasoductos	197.534	395	-	706	198.635
Ramales de alta presión	117.520	228	-	23	117.771
Conductos y redes de media y baja presión (1)	332.992	4.357	-	(6)	337.343
Estación de regulación y medición de presión	48.103	1.062	-	8	49.173
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	81.664	36	(292)	4.169	85.577
Otras instalaciones técnicas	24.460	779	(1)	(707)	24.531
Maquinarias, equipos y herramientas	4.557	604	(4)	-	5.157
Sistemas informáticos y de telecomunicación	24.860	3.669	(1.384)	-	27.145
Vehículos	6.772	963	(784)	-	6.951
Muebles y útiles	2.687	98	(32)	-	2.753
Materiales	2.062	8.456	(791)	(4.169)	5.558
Line pack	509	-	-	-	509
Obras en curso	134	-	-	(35)	99
TOTAL AL 31/12/13	855.360	22.147	(3.290)	-	874.217

El valor de las altas de los sistemas de distribución de terceros incorporadas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 asciende a 805.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES				ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	NETO RESULTANTE Al 31 de diciembre de 2013
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO			
			ALICUOTA %	MONTO		
Terrenos	-	-	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	551	-	2	48	599	1.799
Instalaciones de edificios	2.421	(1)	2 a 20	269	2.689	7.159
Gasoductos	74.685	-	2 a 100	4.437	79.122	119.513
Ramales de alta presión	57.777	-	2 a 100	2.900	60.677	57.094
Conductos y redes de media y baja presión	133.817	-	2 a 100	7.355	141.172	196.171
Estación de regulación y medición de presión	22.031	-	33 a 100	1.795	23.826	25.347
Plantas compresoras	188	-	33 a 100	13	201	181
Instalaciones de medición de consumo	39.499	(236)	33 a 100	3.628	42.891	42.686
Otras instalaciones técnicas	14.405	(1)	2 a 100	1.047	15.451	9.080
Maquinarias, equipos y herramientas	3.524	(3)	10	274	3.795	1.362
Sistemas informáticos y de telecomunicación	19.537	(1.270)	10 a 33	1.359	19.626	7.519
Vehículos	4.799	(765)	20 a 100	544	4.578	2.373
Muebles y útiles	2.435	(33)	5 a 100	45	2.447	306
Materiales	-	-	-	-	-	5.558
Line pack	-	-	-	-	-	509
Obras en curso	-	-	-	-	-	99
TOTAL AL 31/12/13	375.669	(2.309)	-	23.714	397.074	477.143

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL EJERCICIO
Terrenos	387	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	2.387	-	-	-	2.387
Instalaciones de edificios	6.811	1.539	-	-	8.350
Gasoductos	197.370	-	-	164	197.534
Ramales de alta presión	117.520	-	-	-	117.520
Conductos y redes de media y baja presión	330.160	2.510	-	322	332.992
Estación de regulación y medición de presión	44.319	3.465	-	319	48.103
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	77.632	113	(335)	4.254	81.664
Otras instalaciones técnicas	23.414	1.046	-	-	24.460
Maquinarias, equipos y herramientas	4.545	12	-	-	4.557
Sistemas informáticos y de telecomunicación	25.162	451	(753)	-	24.860
Vehículos	5.901	1.043	(172)	-	6.772
Muebles y útiles	2.683	5	(1)	-	2.687
Materiales	2.213	5.315	(1.211)	(4.255)	2.062
Line pack	171	338	-	-	509
Obras en curso	938	-	-	(804)	134
TOTAL AL 31/12/12	841.995	15.837	(2.472)	-	855.360

El valor de las altas de los sistemas de distribución de terceros incorporadas durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012 asciende a 423.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

CUENTA PRINCIPAL	DEPRECIACIONES					NETO RESULTANTE
	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2012
			ALICUOTA %	MONTO		
Terrenos	-	-	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	503	-	2	48	551	1.836
Instalaciones de edificios	2.237	-	2 a 4	184	2.421	5.929
Gasoductos	70.289	-	2	4.396	74.685	122.849
Ramales de alta presión	54.885	-	2 a 4	2.892	57.777	59.743
Conductos y redes de media y baja presión	126.475	-	2 a 25	7.342	133.817	199.175
Estación de regulación y medición de presión	20.196	-	3 a 5	1.835	22.031	26.072
Plantas compresoras	175	-	3	13	188	194
Instalaciones de medición de consumo	36.275	(272)	3 a 5	3.496	39.499	42.165
Otras instalaciones técnicas	13.345	-	3 a 7	1.060	14.405	10.055
Maquinarias, equipos y herramientas	3.270	-	5 a 10	254	3.524	1.033
Sistemas informáticos y de telecomunicación	18.916	(736)	3 a 33	1.357	19.537	5.323
Vehículos	4.466	(111)	20	444	4.799	1.973
Muebles y útiles	2.390	(1)	5 a 20	46	2.435	252
Materiales	-	-	-	-	-	2.062
Line pack	-	-	-	-	-	509
Obras en curso	-	-	-	-	-	134
TOTAL AL 31/12/12	353.422	(1.120)	-	23.367	375.669	479.691

NOTA 10 – ACTIVOS INTANGIBLES

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1° de enero del 2012:

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN				AMORTIZACIONES					NETO RESULTANTE
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	BAJAS	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2013
							ALICUOTA %	MONTO		
Licencia uso software	5.709	840	(500)	6.049	5.533	(495)	20	175	5.213	836
Otros	205	13	-	218	171	-	20	13	184	34
Desarrollo de sistemas	8.112	2.131	-	10.243	7.581	-	20	349	7.930	2.313
TOTAL AL 31/12/13	14.026	2.984	(500)	16.510	13.285	(495)	-	537	13.327	3.183

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE	
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL FINAL DEL EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL EJERCICIO	Al 31 de diciembre de 2012
					ALICUOTA %	MONTO		
Licencia uso software	5.704	5	5.709	5.247	20	286	5.533	176
Otros	187	18	205	163	20	8	171	34
Desarrollo de sistemas	7.850	262	8.112	7.333	20	248	7.581	531
TOTAL AL 31/12/12	13.741	285	14.026	12.743	-	542	13.285	741

NOTA 11 – INVENTARIOS

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Materiales consumibles	1.596	1.267	1.209
	1.596	1.267	1.209

NOTA 12 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS

12.1. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

No corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Convenios a recuperar	497	497	497
Provisión para deudores de cobro dudoso	(497)	(497)	(497)
Diversos	23	34	59
	23	34	59

Corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Deudores comunes (1)	38.797	33.711	28.539
Fondo subsidio Malargüe	2.892	2.566	1.348
Provisión para deudores de cobro dudoso	(7.436)	(7.251)	(8.610)
Fideicomiso Financiero FOCEGAS (Nota 1.3.2.3)	5.806	-	-
Créditos con el personal	148	198	55
Diversos	3.297	2.533	2.457
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(629)	(575)	(313)
Depósito judicial	53	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	-	422	422
	42.928	32.231	24.525

(1) Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 y al 1° de enero de 2012 los saldos se exponen netos de los cargos facturados y no cobrados por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., que ascienden a 164.721, 76.581 y 7.142, respectivamente.

Los términos y las condiciones de pago relacionadas con las cuentas por cobrar de partes relacionadas, se describen en la Nota 15.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Los deudores comerciales devengan intereses y su plazo promedio de cobro generalmente oscila entre los 30 y los 60 días. El efecto de los valores descontados a las respectivas fechas de cierre de los períodos sobre los que se informa se estima poco significativo.

La información sobre los objetivos y las políticas de gestión del riesgo de crédito de la Sociedad se incluye en la Nota 20.

La apertura por vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar es la siguiente:

	A vencer						
	Total	Sin plazo	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	39.316	39	36.134	157	51	2.415	520
31/12/12	27.539	96	25.620	1.125	-	167	531
01/12/12	19.834	96	16.358	87	1.055	1.682	556
	Vencido						
	Total	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días	
31/12/13	12.197	5.863	1.232	292	138	4.672	
31/12/12	13.049	5.054	3.234	201	46	4.514	
01/12/12	14.170	4.837	1.744	675	656	6.258	

Deterioro del valor de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

	Total
Provisión para deudores de cobro dudoso	
Saldo al 1° de enero de 2012	9.420
Cargo del ejercicio	650
Recuperos	(1.415)
Montos utilizados	(332)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	8.323
Cargo del ejercicio	354
Recuperos	(101)
Montos utilizados	(14)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	8.562

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

12.2. Otros Activos Financieros

No Corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Activos financieros registrados al costo amortizado			
Créditos con el personal	2	-	8
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera (Nota 2.3.5.6)	-	1.023	1.279
	<u>2</u>	<u>1.023</u>	<u>1.287</u>
Activos financieros disponibles para la venta			
Otros Créditos Diversos	1.440	1.337	-
	<u>1.440</u>	<u>1.337</u>	<u>-</u>
Total otros activos financieros no corrientes	<u>1.442</u>	<u>2.360</u>	<u>1.287</u>

Corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Activos financieros registrados al costo amortizado			
Créditos con el personal	831	536	390
Plazo Fijo a más de 90 días (Nota 2.3.5.6)	20.752	17.430	-
Fideicomiso Financiero	808	275	706
Obligaciones Negociables en Moneda Local	-	2.014	-
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera (Nota 2.3.5.6)	1.373	1.484	1
Títulos Públicos - Boden 2013 (Nota 2.3.5.6)	-	12	21
	<u>23.764</u>	<u>21.751</u>	<u>1.118</u>
Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados			
Títulos públicos - Vinculados al PBI	131	81	136
	<u>131</u>	<u>81</u>	<u>136</u>
Total otros activos financieros corrientes	<u>23.895</u>	<u>21.832</u>	<u>1.254</u>

La apertura por vencimiento de los otros activos financieros es la siguiente:

	A vencer						
	Total	Sin plazo	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	25.337	-	21.571	561	222	1.541	1.442
31/12/12	24.192	-	17.813	332	101	3.586	2.360
01/12/12	2.541	-	419	376	258	201	1.287

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

12.3. Cuentas a pagar comerciales y otras cuentas por pagar

No corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Bonificaciones a otorgar a clientes	3.079	2.562	2.420
Deudas por redes cedidas por municipios	378	385	399
	<u>3.457</u>	<u>2.947</u>	<u>2.819</u>

Corrientes

	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Por suministro y transporte de gas	13.934	14.422	11.087
Otros proveedores de bienes y servicios	25.162	20.510	17.776
Bonificaciones a otorgar a clientes	956	959	1.203
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza	-	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	88	78	78
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A. (Nota 1.3.2.3)	7.675	7.540	5.352
Facturación por cuenta y orden de ENARSA (Nota 18)	726	-	-
Honorarios de Directores (Nota 15.1)	261	287	82
Diversos	81	66	36
	<u>48.883</u>	<u>44.281</u>	<u>36.033</u>

Los términos y las condiciones de pago de los pasivos arriba detallados, son las siguientes: (i) las cuentas por pagar comerciales y las otras cuentas por pagar no devengan intereses y normalmente se cancelan entre 30 y 60 días.

El efecto de los valores descontados a las respectivas fechas de cierre de los períodos sobre los que se informa se estima poco significativo.

La información sobre los términos y las condiciones de los pasivos con las partes relacionadas se incluye en la Nota 15.

La información sobre los objetivos y las políticas de gestión del riesgo de crédito de la Sociedad se incluye en la Nota 20.

La apertura por vencimiento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es la siguiente:

		A vencer					
	<u>Total</u>	<u>Sin plazo</u>	<u>< 90 días</u>	<u>91 -180 días</u>	<u>181 -270 días</u>	<u>271-360 días</u>	<u>> 360 días</u>
31/12/13	38.077	-	32.981	277	395	967	3.457
31/12/12	31.005	-	25.974	259	414	1.411	2.947
01/12/12	26.695	-	21.196	280	577	1.823	2.819
		Vencido					
	<u>Total</u>	<u>< 90 días</u>	<u>91 -180 días</u>	<u>181 -270 días</u>	<u>271-360 días</u>	<u>> 360 días</u>	
31/12/13	14.263	1.538	103	894	360	11.368	
31/12/12	16.223	8.264	118	406	1.472	5.963	
01/12/12	12.157	6.293	875	276	153	4.560	

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

12.4. Información sobre valores razonables

A continuación se incluye una agrupación por categoría de los importes en libros y los valores razonables de los activos financieros y pasivos financieros informados en los presentes estados financieros.

	Importes en libros			Valores razonables		
	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Activos financieros						
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:						
Convenios a recuperar	497	497	497	497	497	497
Provisión para deudores de cobro dudoso	(497)	(497)	(497)	(497)	(497)	(497)
Deudores comunes	38.797	33.711	28.539	38.797	33.711	28.539
Fondo subsidio Malargüe	2.892	2.566	1.348	2.892	2.566	1.348
Provisión para deudores de cobro dudoso	(7.436)	(7.251)	(8.610)	(7.436)	(7.251)	(8.610)
Fideicomiso Financiero FOCEGAS	5.806	-	-	5.806	-	-
Créditos con el personal	148	198	55	148	198	55
Diversos	3.320	2.567	2.516	3.320	2.567	2.516
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(629)	(575)	(313)	(629)	(575)	(313)
Depósito judicial	53	627	627	53	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	-	422	422	-	422	422
Otros activos financieros:						
Créditos con el personal	833	536	398	833	536	398
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1.373	2.507	1.280	1.511	2.516	1.273
Otros créditos diversos	1.440	1.337	-	1.440	1.337	-
Plazo Fijo a más de 90 días	20.752	17.430	-	20.752	17.430	-
Fideicomiso Financiero	808	275	706	808	275	706
Obligaciones Negociables en Moneda Local	-	2.014	-	-	2.014	-
Títulos Públicos - Boden 2013	-	12	21	-	17	21
Títulos públicos - Vinculados al PBI	131	81	136	131	81	136
Cuentas por cobrar con entidades relacionadas:	989	570	340	989	570	340
Efectivo y equivalentes en efectivo:	125.425	97.438	96.564	125.425	97.438	96.564
Total de activos financieros	194.702	154.465	124.029	194.841	154.479	124.022
Pasivos financieros						
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	52.340	47.228	38.852	52.340	47.228	38.852
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.602	979	881	2.602	979	881
Total de pasivos financieros	54.942	48.207	39.733	54.941	48.207	39.733

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes, de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación. Para estimar los valores razonables, se han utilizado los siguientes métodos y supuestos:

- Los valores razonables del efectivo y las colocaciones a corto plazo, los deudores comerciales corrientes, las cuentas por pagar comerciales corrientes y otras cuentas por pagar corrientes y las deudas corrientes que devengan

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

interés se aproximan a sus valores en libros, en gran medida, debido a los vencimientos a corto plazo de estos instrumentos.

- ▶ El valor razonable de los títulos de deuda con cotización (Obligaciones negociables en moneda nacional y moneda extranjera, Títulos vinculados al PBI, y Bono Optativo del Estado Nacional 2013) se basa en los precios de cotización de los mercados activos a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.
- ▶ El valor razonable de los títulos de deuda sin cotización (Fideicomiso Financiero Megabono Crédito 90), se estima por el monto de capital más los intereses devengados y en caso de corresponder convertido al tipo de cambio vigente en el período, el cual no difiere significativamente de considerar la tasa de interés efectiva.

Jerarquía de valores razonables

La Sociedad utiliza el siguiente nivel de jerarquía para determinar y revelar el valor razonable de los instrumentos financieros, según la técnica de valoración aplicada según Nota 2.3.11.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros, clasificados por Niveles:

	31.12.2013	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos financieros medidos a su valor razonable				
Otros créditos diversos – Títulos de deuda con cotización	1.440	1.440	-	-
Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados- Títulos públicos - Vinculados al PBI	131	131	-	-
Total	1.571	1.571	-	-
Activos financieros cuyo valor razonable se revela				
Activos financieros registrados al costo amortizado -Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1.373	1.373	-	-
	1.504	1.504	-	-

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, no hubo transferencias entre las jerarquías de valor razonable de Nivel 1 y Nivel 2.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad mantenía en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros, clasificados por Niveles:

	31.12.2012	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos financieros medidos a su valor razonable				
Otros créditos diversos – Títulos de deuda con cotización	1.337	1.337	-	-
Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados- Títulos públicos - Vinculados al PBI	81	81	-	-
Total	1.418	1.418	-	-
Activos financieros cuyo valor razonable se revela				
Activos financieros registrados al costo amortizado -Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1.484	1.484	-	-
Activos financieros registrados al costo amortizado-Títulos Públicos - Boden 2013	12	12	-	-
	1.496	1.496	-	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012, no hubo transferencias entre las jerarquías de valor razonable de Nivel 1 y Nivel 2.

Al 1° de diciembre de 2012, la Sociedad mantenía en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros, clasificados por Niveles:

	01.12.2012	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos financieros medidos a su valor razonable				
Activos financieros medidos al valor razonable con cambios en resultados- Títulos públicos - Vinculados al PBI	136	136	-	-
Total	136	136	-	-
Activos financieros cuyo valor razonable se revela				
Activos financieros registrados al costo amortizado -Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1	1	-	-
Activos financieros registrados al costo amortizado-Títulos Públicos - Boden 2013	21	21	-	-
Total	22	22	-	-

12.5. Inversiones en acciones, títulos emitidos en serie y participación en otras sociedades:

CUENTA PRINCIPAL	VALOR REGISTRADO		
	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
INVERSIONES NO CORRIENTES			
Otros activos financieros			
Títulos Privados – Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera (Nota 2.3.5.6)	-	1.023	1.279
TOTAL NO CORRIENTES	-	1.023	1.279
INVERSIONES CORRIENTES			
Otros activos financieros			
Títulos Públicos- BODEN 13 (Nota 2.3.5.6)	-	12	21
Títulos Privados – Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera (Nota 2.3.5.6)	1.373	1.484	1
Títulos Privados – Obligaciones Negociables en Moneda Local	-	2.014	-
Títulos Públicos – Títulos vinculados al PBI	131	81	136
TOTAL CORRIENTES	1.504	3.591	158
TOTAL	1.504	4.614	1.437

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

12.6. Otras Inversiones:

CUENTA PRINCIPAL	VALOR NOMINAL	VALOR REGISTRADO		
	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
INVERSIONES CORRIENTES				
En moneda nacional				
Efectivo y equivalente de efectivo				
Depósitos a plazo fijo	81.067	81.067	49.967	58.023
Fondos comunes de inversión	14.878	14.878	10.904	2.641
Otros activos financieros				
Depósitos a plazo fijo a más de 90 días	-	-	17.430	-
Fideicomiso Financiero	808	808	275	706
En moneda extranjera				
Efectivo y equivalente de efectivo				
Depósitos a plazo fijo	23.223	23.223	34.766	30.359
Otros Activos Financieros				
Depósitos a plazo fijo a más de 90 días	20.752	20.752	-	-
TOTAL CORRIENTES	140.728	140.728	113.342	91.729
TOTAL	140.728	140.728	113.342	91.729

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

13.1. Otros activos no financieros

No corrientes

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Gastos pagados por adelantado	64	186	371
Anticipo por compra de propiedad, planta y equipo	-	-	2.056
	64	186	2.427

Corrientes

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Créditos impositivos	783	1.053	928
Gastos pagados por adelantado	941	688	784
	1.724	1.741	1.712

La apertura por vencimiento de los otros activos no financieros es la siguiente:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

	A vencer						
	Total	Sin plazo	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	1.788	-	1.274	265	146	39	64
31/12/12	1.927	-	1.419	116	94	112	186
01/12/12	4.139	-	1.324	217	133	38	2.427

13.2. Otros pasivos no financieros

No corrientes

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Acción declarativa – Ajuste por inflación (Nota 2.3.2)	29.416	21.585	11.081
	29.416	21.585	11.081

La apertura por vencimiento de los otros pasivos no financieros es la siguiente:

	A vencer						
	Total	Sin plazo	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	29.416	29.416	-	-	-	-	-
31/12/12	21.585	21.585	-	-	-	-	-
01/12/12	11.081	11.081	-	-	-	-	-

13.3. Deudas Fiscales

Corrientes

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Impuesto al valor agregado	1.387	2.229	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	952	869	1.246
Impuesto por comercio e industria	1.405	769	287
Impuesto a los combustibles	1.725	1.727	1.714
Diversos	1.822	1.000	1.401
	7.291	6.594	4.648

La apertura por vencimiento de las deudas fiscales es la siguiente:

	A vencer						
	Total	Vencido	< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	7.291	1.312	5.702	277	-	-	-
31/12/12	6.594	785	5.571	238	-	-	-
01/12/12	4.648	236	4.131	281	-	-	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

13.4. Remuneraciones y cargas sociales

Corrientes	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Sueldos y cargas sociales a pagar	3.151	2.881	2.425
Gratificaciones	3.801	2.095	2.009
Bono de participación empleados	202	49	37
Vacaciones	4.284	3.616	3.070
Diversos	382	495	1.049
	11.820	9.136	8.590

La apertura por vencimiento de las remuneraciones y cargas sociales es la siguiente:

	Total	Vencido	A vencer				
			< 90 días	91 -180 días	181 -270 días	271-360 días	> 360 días
31/12/13	11.820	-	11.236	202	382	-	-
31/12/12	9.136	-	8.593	48	495	-	-
01/12/12	8.590	-	7.504	37	-	1.049	-

NOTA 14 – PROVISIONES

	Para juicios y reclamos
Al 1° de enero de 2012	11.997
Incrementos	4.489
Disminuciones	(668)
Montos no utilizados, reversados	(3.181)
Al 31 de diciembre de 2012	12.637
Al 1° de enero de 2012	
Corriente	11.997
No corriente	-
Al 31 de diciembre de 2012	
Corriente	12.637
No corriente	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

	Para juicios y reclamos
Al 31 de diciembre de 2012	12.637
Incrementos	5.672
Disminuciones	(234)
Montos no utilizados, reversados	(777)
Al 31 de diciembre de 2013	17.298
Al 31 de diciembre de 2013	
Corriente	17.298
No corriente	-

NOTA 15 - SOCIEDAD CONTROLANTE. SALDOS Y OPERACIONES CON SOCIEDADES ART. 33 LEY N° 19.550 Y PARTES RELACIONADAS

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

Al 31 de diciembre de 2013 los accionistas de la Sociedad Controlante, Inversora de Gas Cuyana S.A., son ENI S.p.A. ("ENI") (76%) y E.ON España S.L.U. ("E.ON"), una compañía perteneciente al grupo E.ON AG (24%).

15.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas:

Las ventas y compras entre partes relacionadas se realizan en condiciones equivalentes a las que existen para transacciones entre partes independientes. Los saldos a las respectivas fechas de cierre de los ejercicios sobre los que se informa no se encuentran garantizados. No existen garantías otorgadas o recibidas en relación con las cuentas por cobrar o pagar con partes relacionadas.

La Sociedad no ha registrado ningún deterioro del valor sobre las cuentas por cobrar con partes relacionadas. Esta evaluación se realiza al cierre de cada ejercicio sobre el que se informa, a través del examen de la situación financiera de la parte relacionada y del mercado en el que opera.

Los saldos de créditos y deudas con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 Partes Relacionadas al 31 de diciembre de 2013 y 2012, y al 1° de enero de 2012 son los siguientes:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

DENOMINACION	CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS		
	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
Sociedades Art. 33 Ley N° 19.550:			
Corriente			
ENI S.p.A.	167	165	190
EON	53	-	-
Total Sociedades Art. 33	220	165	190
Partes relacionadas:			
Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	674	405	110
Directores y Personal Gerencial	95	-	40
Total Partes Relacionadas	769	405	150
Total	989	570	340
Total Corriente	989	570	340

DENOMINACION	CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS		
	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
Partes relacionadas:			
Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	2.602	979	881
Total Partes Relacionadas	2.602	979	881
Total	2.602	979	881
Total Corriente	2.602	979	881

DENOMINACION	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
Partes relacionadas:			
Corriente			
Directores	261	287	82
Total Partes Relacionadas	261	287	82
Total	261	287	82
Total Corriente	261	287	82

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Sociedad ha realizado las siguientes operaciones con sociedades comprendidas en el Art. 33 de la Ley N° 19.550 y partes relacionadas [ingresos (egresos)]:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS EJERCICIOS FINALIZADOS	
		Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(13.979)	(11.398)
Total		(13.979)	(11.398)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(8.658)	(6.216)
Total		(8.658)	(6.216)
Gastos operativos			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(3.748)	(2.541)
Total		(3.748)	(2.541)
Recupero de costos y otros			
Inversora de Gas Cuyana S.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	-	1
ENI S.p.A.	Soc. Art. 33 Ley N° 19.550	1	1
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	220	193
Total		221	195
Total operaciones		(26.164)	(19.960)

15.2. Transacciones con personal gerencial clave:

La Sociedad considera personal gerencial clave a los Directores y al nivel gerencial.

- **Cuentas por cobrar y pagar**

No existen saldos remuneratorios vencidos pendientes por pagar entre la Sociedad y su personal gerencial clave.

- **Otras transacciones**

La Sociedad dispone de una línea interna de préstamos hasta el equivalente a dos sueldos, tomando como base la retribución mensual normal y habitual. La tasa de interés a aplicar es similar a la tasa pasiva ofrecida por entidades financieras locales a la Sociedad en colocaciones de plazo fijo.

- **Remuneración al personal gerencial clave**

Los importes reconocidos como gasto durante los períodos informados se encuentran expuestos en el cuadro de operaciones del punto 15.1.

En conformidad a lo establecido en la Ley N° 19.550 de Sociedades Comerciales, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Asamblea General Ordinaria de Accionistas de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.. Los directores que ejercen función gerencial en la Sociedad o en los accionistas controlantes, no reciben compensación por su función de directores en la misma. Los honorarios de los Directores por el ejercicio 2012 fueron aprobados por la Asamblea de Accionistas de fecha 04 de abril de 2013, por la suma global de pesos 529. Durante el ejercicio 2012 y 2013 y hasta la realización de la Asamblea citada se efectúan pagos de anticipos por estos honorarios (Nota 15.1).

- **Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal gerencial clave**

En el caso de personal gerencial clave proveniente de otra localización, la Sociedad es garante en los contratos de alquiler de la casa habitación.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de la Sociedad para del personal gerencial clave.

NOTA 16 – CAPITAL SOCIAL, RESERVAS DE CAPITAL Y OTROS COMPONENTES DE PATRIMONIO

16.1. Evolución del capital social

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

La Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas N° 1 del 28 de diciembre de 1992 aprobó un aporte irrevocable para futuras suscripciones de capital por un valor nominal de 201.503 y decidió la capitalización parcial de dicho aporte por un valor nominal de 161.203. Dicho aumento de capital fue inscripto en la Inspección General de Justicia.

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

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

Con fecha 3 de diciembre de 2004 la Sociedad informó a la CNV sobre el proceso de escisión-fusión parcial de ITALGAS a favor de ENI, sociedad ésta controlante de ITALGAS al 100%, en virtud de la cual se transfiere al ENI la totalidad de las participaciones de ITALGAS en Inversora de Gas Cuyana S.A. y Distribuidora de Gas Cuyana S.A. Con fecha 11 de marzo de 2005 el ENARGAS mediante nota ENRG/GAL/GD y E/D N° 1.637 autorizó a ENI a poseer en forma directa las acciones que ITALGAS detenta en la Sociedad y en Inversora de Gas Cuyana S.A.

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

El 4 de enero de 2010, la Sociedad fue notificada respecto de la concreción de una transferencia de acciones dentro del grupo E.ON AG – Alemania, que con motivo de una reorganización interna, dispuso la transferencia de las tenencias accionarias de LG&E en la Sociedad y en su Inversora a favor de E.ON España SL (“E.ON”) –también perteneciente al grupo E.ON AG-, cumpliéndose a esos fines los recaudos legales y regulatorios pertinentes.

La composición accionaria de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 es la siguiente:

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

16.2. Oferta pública de acciones

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

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

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

16.3. Limitación a la transmisibilidad de las acciones de la Sociedad

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

- la venta comprenda el 51% del capital social o, si no se tratare de una venta, el acto que reduce la participación resulte en la adquisición de una participación no inferior al 51% por otra sociedad inversora;
- el solicitante acredite que mediante la misma no desmejorará la calidad de la operación del servicio licenciado.

16.4. Programa de Propiedad Participada

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

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

El estatuto de la Sociedad prevé la emisión de Bonos de Participación para el Personal en los términos del Art. 230 de la Ley N° 19.550, de forma tal de distribuir entre los empleados de la Sociedad el 0,5% de la utilidad neta del período, que de corresponder se incluye dentro del rubro "Cuentas por Pagar comerciales y otras cuentas por pagar" al cierre de cada ejercicio.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

16.5. Capital suscrito, integrado, emitido e inscripto

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Acciones ordinarias suscriptas, integradas, emitidas e inscriptas	202.351.288	202.351.288	202.351.288

El capital social de la Sociedad al 31 de diciembre de 2013 asciende a 202.351, encontrándose totalmente suscrito, integrado, emitido e inscripto a esa fecha.

16.6. Ajuste de capital

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Ajuste de capital	217.428	290.480	290.480
Disposición Asamblea	-	(73.052)	-
	217.428	217.428	290.480

Con fecha 13 de diciembre de 2010 se realizó una Asamblea General Extraordinaria que aprobó la utilización de la opción prevista en el Artículo 6° de la RG N° 576/2010 y complementarias de la CNV, para reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso con débito a la cuenta Ajuste de Capital, por el monto que surja de los estados financieros de Publicación al 30 de septiembre de 2011, teniendo en cuenta que la mencionada Resolución preveía su aplicación en un plazo que no excediera al de finalización del “período de transición”, es decir, hasta el cierre del ejercicio inmediato anterior al primer período en que se apliquen por primera vez las Normas Internacionales de Información Financiera (“NIIF”).

Con fecha 24 de enero de 2012 la CNV emitió la Resolución General N° 600/2012, que resolvió que las sociedades emisoras licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas natural que están autorizadas a hacer oferta pública de sus valores negociables, no deberán presentar sus estados financieros con base en las NIIF sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 1° de enero de 2013.

Teniendo en cuenta lo expresado en el párrafo anterior, la Asamblea de accionistas de fecha 26 de abril de 2012 aprobó diferir la contabilización de dicho pasivo por impuesto diferido dentro del nuevo plazo de finalización del “período de transición”.

Con fecha 31 de diciembre de 2012, la Sociedad procedió a reconocer el total del pasivo por impuesto diferido originado en la aplicación del ajuste por inflación sobre los bienes de uso y registró un ajuste a los resultados de ejercicios anteriores por 76.598 y una ganancia de 3.546 en los resultados del ejercicio 2012. De esta forma el patrimonio neto al 31 de diciembre de 2012 se redujo en 73.052. Asimismo, por aplicación de la opción prevista en la RG 576/2010 de la CNV, la Sociedad imputó a la cuenta ajuste de capital el importe de 73.052 para compensar el efecto en resultados acumulados del reconocimiento del pasivo por impuesto diferido antes mencionado.

16.7. Reserva legal

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Reserva legal	30.008	29.622	29.189

16.8. Otros componentes del patrimonio

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Reserva por activos financieros disponibles para la venta	(208)	(268)	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Esta cuenta registra los cambios en el valor razonable de los activos financieros disponibles para la venta.

16.9. Reservas facultativas

	31.12.2013	31.12.2012	01.01.2012
Para futuras distribuciones de dividendos	-	18.804	-
Para cubrir necesidades económico-financieras	5.496	5.496	-
	5.496	24.300	-

NOTA 17 - RESTRICCIONES A LA DISTRIBUCION DE LOS RESULTADOS NO ASIGNADOS

Adicionalmente a la restricción del 0,5% de la utilidad neta del ejercicio, para el Bono de Participación del Personal mencionado en la Nota 16.4, de acuerdo con las disposiciones de la Ley N° 19.550 y normas emitidas por la CNV, deberá destinarse a constituir la reserva legal un monto no inferior al 5% de la utilidad del ejercicio hasta alcanzar el 20% del capital social expresado en moneda constante (capital social, aportes irrevocables y sus correspondientes cuentas de ajuste integral); y de acuerdo a las modificaciones introducidas por la Ley N° 26.893, a partir del 23 de septiembre de 2013, las distribuciones de dividendos -excepto en acciones- a personas físicas del país o a personas físicas o jurídicas del exterior, estarán sujetas a una retención del 10% en concepto de impuesto a las ganancias, en carácter de pago único y definitivo.

Con fecha 04 de abril de 2013, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, aprobó la siguiente asignación de resultados no asignados: a Reserva Legal 386 (importe equivalente al cinco por ciento (5%) de la utilidad del ejercicio), a dividendos en efectivo 22.589 (los dividendos por acción son de 0,1116) la cual está conformada por la desafectación del total del saldo al 31 de diciembre de 2012 de la Reserva Facultativa para futuras distribuciones de dividendos y el total de Resultados no Asignados acumulados al cierre del ejercicio 2012 una vez deducida la constitución de la reserva legal antes mencionada. Al 31 de diciembre de 2013, no se encuentran dividendos pendientes de pago.

De acuerdo con la Resolución General (CNV) N° 609 de fecha 13 de septiembre de 2012, el importe correspondiente al exceso del saldo inicial de los resultados acumulados no asignados positivos (1° de enero de 2013) presentado en los estados financieros del primer cierre de ejercicio de aplicación de las NIIF (31 de diciembre de 2013), respecto del saldo final de los resultados acumulados no asignados al cierre del ejercicio anterior (31 de diciembre de 2012) determinado según las NCP, deberá imputarse a una reserva especial que sólo podrá ser desafectada para su capitalización o para absorber eventuales saldos negativos de resultados acumulados no asignados.

La conciliación de los resultados acumulados no asignados determinados según las NCP y las NIIF a las fechas antes citadas, es la siguiente:

	Resultados acumulados no asignados
Según NCP al 31.12.12	4.171
<u>Ajustes de transición (Ver Nota 2.5.4)</u>	
Activos financieros disponibles para la venta	268
Total de ajustes de transición	268
Según NIIF al 01.01.2013	4.439

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Dado que existe un exceso de 268 del saldo inicial de resultados acumulados no asignados al 1° de enero de 2013 determinado según las NIIF, respecto del saldo final de resultados acumulados no asignados al 31 de diciembre de 2012 determinado según las NCP, los resultados acumulados no asignados al 31 de diciembre de 2013 se encuentran restringidos por un importe equivalente, los que la próxima Asamblea General de Accionistas que considere los estados financieros por el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 deberá asignar a la constitución de una reserva especial de acuerdo con lo establecido en la resolución mencionada precedentemente.

NOTA 18 - COMPROMISOS ASUMIDOS POR LA SOCIEDAD PARA EL ABASTECIMIENTO DE GAS Y TRANSPORTE

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

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

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

De los contratos operativos cedidos a favor de la Sociedad mediante el Anexo XV del CT, sólo se encuentra vigente a la fecha de cierre de los presentes estados financieros, el contrato de transporte firme con Transportadora de Gas del Norte S.A. (T.G.N. S.A.), sobre el cual se aplicaron acuerdos de prórroga y se repactaron las opciones para reducir la capacidad contratada.

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 y mantiene vigentes los siguientes acuerdos a mediano y largo plazo:

(i) Acuerdos de compra de gas

Con fecha 14 de junio de 2007 se publicó la Resolución SE N° 599/2007 que homologa la Propuesta para el “Acuerdo 2007-2011” entre productores de gas natural y la SE, tendiente a la satisfacción de la demanda de gas natural del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas natural por los volúmenes comprometidos por los Productores en el “Acuerdo 2007-2011” y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas natural a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas natural, la Sociedad ha puesto oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

En este contexto, con fecha 30 de septiembre de 2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamiento de gas previsto en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29 de diciembre de 2011, ante el vencimiento (31 de diciembre de 2011) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos.

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión la cual durante la gestión de Gas del Estado SE (GdE), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad, el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad, y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe. Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por estos yacimientos y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30 de abril de 2007 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y distribución del gas natural a la estación de GNC.

El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación, la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC.

Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Luego el 5 de julio de 2007 el ENARGAS comunicó a la Sociedad su Resolución N° 030/2007 del 29 de junio de 2007 por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que "...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna RTI no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI..." y que "...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS..."

El 20 de septiembre de 2007 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal ("CNACAF"). Mediante sentencia del 12 de mayo de 2011 el tribunal resolvió ese recurso pronunciándose sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que "se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar", y que "corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos."

El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13 de octubre de 2011. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la CSJN. Mediante sentencia del 14/02/13 la CSJN en autos "Recurso de hecho deducido por el Estado Nacional – Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios en la causa Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS (Exp. 12142/07)" resolvió dejar sin efecto el acto que denegó el recurso extraordinario del MPFIPyS debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. Cumplido el trámite ordenado por la CSJN en cuanto al traslado, mediante sentencia del 06/06/13 la CNACAF (Sala II) resolvió "denegar el recurso extraordinario interpuesto por el Estado Nacional – MPFIPyS, con costas". En contra de tal denegatoria, con fecha 26 de junio de 2013 el MPFIPyS interpuso Recurso de Queja, el cual está actualmente ante la CSJN pendiente de resolución juntamente con el Recurso de Queja oportunamente interpuesto por el ENARGAS.

Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a dicha localidad. Por Ley N° 26.019 del 2 de marzo de 2005 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido.

Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el período mayo 2010-abril 2011. Para julio 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

Hasta el mes de junio de 2013 los productores estaban asignando las cantidades efectivamente consumidas por Malargüe en igual periodo del año 2012. A partir de julio de 2013 entró en vigencia una nueva prórroga del acuerdo. Para ambos casos las cantidades asignadas han resultado suficientes para el abastecimiento hasta el 31 de diciembre de 2013.

(ii) Acuerdos de transporte de gas

Adicional al contrato de transporte detallado en el inciso a) de la presente Nota, la Sociedad ha celebrado y/o renovado desde la toma de posesión y acuerdos de transporte con T.G.N. S.A. sobre gasoducto Centro-Oeste, totalizando entre todos aquellos que se encuentran vigente a la fecha de cierre de los presentes estados financieros, una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día. El 30 de octubre de 1997 el contrato transferido originalmente por el CT se prorrogó hasta el año 2013 y se repactaron las opciones para reducir la capacidad contratada. Simultáneamente, la Sociedad acordó capacidad firme sobre el gasoducto Centro-Oeste, cubriendo las necesidades de demanda en forma escalonada.

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

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

A finales de setiembre de 2005 se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. 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").

El total de ofertas recibidas por T.G.N. S.A. superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de solo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad 1.067.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2): 847.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2006 y 220.000 m³/día a partir del 1° de mayo de 2007. La Sociedad desconoce aún los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 2,0 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice T.G.N. S.A. y ello a su vez depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha de emisión de los presentes estados financieros se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

El 10 de marzo de 2011 T.G.N. S.A. comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme T.G.N. S.A. N° 01/2011 ("CA03"), ofreciendo, entre otras, capacidad de transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una oferta irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de T.G.N. S.A. para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 29 de abril de 2011 T.G.N. S.A. comunicó las adjudicaciones del CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.

A raíz de ello, la Sociedad y T.G.N. S.A. iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando el 29 de noviembre de 2011 un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06 de diciembre de 2011 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.

Los precios del servicio de transporte se encuentran sujetos a los ajustes resultantes del AT firmado por T.G.N.S.A. y 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 1.3.3).

En el marco de la **Resolución ENARGAS N° 1.410/2010** y del PET, (Programa de Energía Total), mediante **Nota ENRG N° 05298** del 13 de junio de 2013 se instruyó a las Transportistas que el desbalance semanal que generen las Distribuidoras por la demanda prioritaria sea cubierto mediante transferencia del gas inyectado por Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) al sistema nacional de transporte, en su calidad de Proveedor de Última Instancia. Dicha medida no debería tener impacto económico para la Sociedad en virtud de que el gas de ENARSA sería a los precios vigentes para el gas correspondiente a la demanda prioritaria.

Por Resolución ENARGAS N° I-2621, del 10 de julio de 2013, se dispuso que las Distribuidoras facturen por cuenta y orden de ENARSA los volúmenes de gas que, como consecuencia de la aplicación del “Mecanismo de Asignación de GNC”, fueran asignados a partir de junio de 2013 por cada licenciataria a ENARSA para el abastecimiento a las estaciones de GNC, y cuyo precio fuera establecido por la Resolución SE N° 1445/2012. En materia de gastos derivados de la operatoria, mediante acuerdo con ENARSA la Sociedad logra la neutralidad económica requerida por la citada resolución del ENARGAS.

Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2013, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de unbundling de gas y disponibilidad de transporte y distribución, particularmente en el marco de los Decretos PEN N° 180 y 181 de 2004, de las Resoluciones SE N° 752/2005, SE N° 2.020/2005, SE N° 275/2006, ENRG N° 1.410/2010, y normativa complementaria.

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 67,80 millones entre el 1° de enero de 2014 y el 30 de abril de 2017 (como se menciona en la Nota 1.3.3), distribuidos en distintos ejercicios medidos en años de la siguiente manera:

2014	2015	2016	2017	Total
20,34	20,34	20,34	6,78	67,80

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

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

(iii) Acuerdos de distribución y asistencia en picos con Centrales Térmicas Mendoza S.A. (“CTM”).

En octubre de 1996 la Sociedad celebró con CTM por el plazo de 20 años a partir de abril de 1998: (i) un acuerdo para distribuir gas hasta sus instalaciones por hasta 1.85MM m3/día, pactando una tarifa en dólares actualizable por P.P.I; (ii) un acuerdo de asistencia en picos, mediante el cual CTM se compromete a dejar de consumir gas durante los días de demanda pico de invierno en que la Sociedad lo solicite, poniendo esas cantidades de gas no consumidas a disposición de la Sociedad a cambio de una compensación económica; (iii) un acuerdo complementario que establece la propiedad en común de una planta compresora y (iv) el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Estos contratos se encontraban sujetos a revisión luego de ser afectados por la sanción de la Ley N° 25.561 (Nota 1.3.3). Por tal motivo, la Sociedad y CTM llevaron a cabo un proceso de negociaciones que culminaron a fines de julio de 2006 con la celebración de una addenda que afecta a los tres acuerdos mencionados precedentemente. Los principales aspectos de esta addenda son: (i) se suspende transitoriamente el acuerdo de asistencia en picos, estableciéndose a cambio condiciones para la cesión de gas y capacidad de transporte de CTM a la Sociedad en el invierno, por hasta 700.000 m³/día ; (ii) se establece el canon mensual de distribución en pesos y su actualización de acuerdo con la evolución de la tarifa Gran Usuario ID (Interrumpible Distribución) del Cuadro Tarifario de la Sociedad, o del precio spot de la energía eléctrica sujeto a determinadas circunstancias, la que sea mayor; (iii) dejar sin efecto el pago por parte de la Sociedad del canon de operación del compresor a cargo de CTM; (iv) la venta a CTM de la porción indivisa del compresor instalado en el predio de CTM, el cual no constituye activo esencial a los fines de la regulación; y (v) la modificación permanente de las cláusulas de arbitraje previstas en los contratos.

La addenda tuvo una vigencia de 2 años a partir del 1° de mayo de 2006 y desde esa fecha ha sido renovada anualmente hasta el año 2008 en las mismas condiciones. Durante el año 2009 las partes iniciaron negociaciones tendientes a adecuar las condiciones de la addenda a la actual situación de abastecimiento. En este sentido, las principales modificaciones acordadas se relacionan con las condiciones de la cesión de transporte, estableciéndose que la misma no incluirá gas y previéndose la posibilidad de reducir el pico de la cesión a 400.000 m³/día, en la medida en que se verifiquen determinadas circunstancias, tales como la reasignación de capacidad de transporte suficiente por parte del ENARGAS. Esta addenda es renovada automáticamente cada año, salvo que alguna de las partes manifieste voluntad en contrario.

NOTA 19 – CONTINGENCIAS

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

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

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

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

Por cuestiones de competencia, el expediente pasó en el año 2002 al Juzgado Federal de Mendoza y en el año 2004 a la Corte Suprema de Justicia de la Nación, tribunal donde se encuentra radicada la causa desde el año 2004.

El 9 de noviembre de 2004 la CSJN hizo lugar a la medida cautelar solicitada por la Sociedad, decretando la prohibición de innovar y haciéndose saber a la Provincia de Mendoza que se abstenga de realizar actos tendientes al cobro de impuesto de sellos con fundamento en la Resolución del Tribunal Administrativo Fiscal N° 526/00 y en el Decreto del PE provincial N° 1498/00.

Concluida la etapa probatoria, se presentaron los alegatos sobre la prueba producida, lo que precede al dictado de la sentencia definitiva.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

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

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

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 acudió, 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. Asimismo, con fecha 28 de abril de 2006 la Sociedad solicitó al ENARGAS la apertura a prueba en el procedimiento, ofreciendo entre otros medios probatorios, nueva documental y con fecha 1 de junio de 2006, prueba pericial.

Por otra parte en el mes de julio de 2009, en el marco del proceso de RTI que tramita el ENARGAS, la Sociedad recibió una nota de la Autoridad Regulatoria – que evidencia la necesidad de que se establezca una reglamentación que fije un nuevo criterio de medición – mediante la cual somete a consideración de la Sociedad, tal lo previsto en el marco regulatorio, aspectos técnicos referidos al procedimiento de medición y de su implementación, con el propósito de receptar sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas y presentadas por la Sociedad a fines de agosto de 2009 (Nota 1.3.3).

ENARGAS emitió la **Resolución N° I/2.619** de fecha 5 de julio de 2013 que revoca la Nota ENRG N° 1.659 del 30 de marzo de 2004, dejando sin efectos la imputación por haber utilizado en la facturación a sus clientes factores incorrectamente calculados para la conversión de volúmenes leídas a condiciones standard.

c) Con fechas 5 de agosto, 3 y 20 de setiembre, y 18 de octubre de 2004, T.G.N. S.A. emitió sendas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno 2004 que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 4 millones. Se estima que estas multas, que no fueron facturadas a la fecha de los presentes estados financieros, presentan bases inciertas de determinación y su aplicación no sería justificada a partir de las circunstancias y hechos relacionados con la crisis de abastecimiento de gas descripta en la Nota 1.3.1. 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Asimismo, T.G.N. S.A. emitió nuevas notas a la Sociedad, al igual que lo hizo con las otras distribuidoras, con fechas 28 de noviembre de 2005, 23 de enero, 20 de julio, 21 de setiembre y 13 de noviembre de 2006, reclamando por desbalances operativos en los meses del invierno de 2005 y 2006, ejercicios que supuestamente serían pasibles de multas por valor de 3,7 millones. La Sociedad presenta en relación a estas multas, varios puntos en discrepancia con T.G.N. S.A. atribuibles a la propia transportista y a terceros, además de lo relacionado con la compleja normativa vigente. La Sociedad ha realizado oportunamente los correspondientes descargos a T.G.N. S.A. y los ha dado a conocer al ENARGAS.

Con fecha 4 de abril de 2007, el ENARGAS mediante Nota N° 2021/2007 corrió traslado a la Sociedad de una presentación de T.G.N. S.A. mediante la cual esta transportista plantea la controversia antes mencionada contra la Sociedad por los desbalances operativos de los años 2003, 2004 y 2005 en los términos del Artículo 66° de la Ley del Gas. La Sociedad contestó la vista solicitando el rechazo de lo reclamado por T.G.N. S.A.

Con fecha 8 de enero de 2009, el ENARGAS mediante Nota N° 175/2009 comunicó que se dictó la Resolución Materialmente Jurisdiccional N° I/132 de fecha 6 de enero de 2009, la cual resuelve que no corresponde la aplicación a la Distribuidora de las penalidades reclamadas por T.G.N. S.A. por los años 2003, 2004 y 2005.

En función de los hechos y antecedentes, y en opinión de los asesores legales de la Sociedad, se considera que la resolución de estas cuestiones no tendría impacto significativo sobre la situación patrimonial de la Sociedad.

NOTA 20 - OBJETIVOS Y POLITICAS DE GESTION DEL RIESGO FINANCIERO

Las actividades de la Sociedad y el mercado en el que opera la exponen a una serie de riesgos financieros: riesgo de mercado (incluyendo el riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio), riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

El Director Ejecutivo y Gerentes reunidos mensualmente realizan el seguimiento de la evolución del negocio. La revisión de resultados tanto económico-financieros como de cumplimiento de las actividades previstas, con medición de los grados de avance y calidad de logros, se realiza trimestralmente. La Sociedad tiene establecidas prácticas recurrentes de generación, emisión, análisis, evaluación y monitoreo de la información económico-financiera, que cumplen con dicho objetivo.

Asimismo la Dirección Ejecutiva y los Gerentes se reúnen semanalmente para evaluar la evolución de la gestión y el análisis de los riesgos asociados dirigidos a cubrir los aspectos relevantes del negocio.

La Sociedad continua en forma permanente con la política de estudio de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

20.1 Riesgo de mercado

El riesgo de mercado es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en los precios de mercado. Los precios de mercado involucran estos tipos de riesgo: el riesgo de tasas de interés, el riesgo de tasas de cambio, y el riesgo de precios de productos básicos. Los instrumentos financieros afectados por el riesgo de mercado incluyen las inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Riesgo de tasas de interés

El riesgo de tasas de interés es el riesgo que el valor razonable o los flujos de fondos de efectivo de un instrumento fluctúen debido a los cambios en las tasas de interés del mercado. La Sociedad posee instrumentos financieros (colocaciones de fondos) expuestos a tasas de interés, pero responden a colocaciones a plazos no superiores a tres meses, a excepción de las inversiones en obligaciones negociables y en plazos fijos cuyos plazos son mayores.

La Sociedad no utiliza instrumentos financieros para administrar su exposición a las variaciones de las tasas de interés y, en consecuencia, no ha implementado transacciones que puedan generar riesgos de pérdida futura no registrada en los estados financieros asociados a tales instrumentos financieros.

- Riesgo de tasas de cambio

El riesgo de tasas de cambio es el riesgo de que el valor razonable o los flujos futuros de efectivo de un instrumento financiero fluctúen debido a los cambios en las tasas de cambio. La exposición de la Sociedad al riesgo de tasas de cambio se relaciona, en primer lugar, con las deudas en moneda extranjera.

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad no posee préstamos en moneda extranjera ni saldos comerciales significativos que puedan generar riesgos de pérdida futura no registrada en los estados financieros asociados a tales instrumentos financieros.

- Riesgo de precios de productos básicos

La Sociedad al 31 de diciembre de 2013 no posee riesgos significativos relacionados al precio de productos básicos ya que las compras se realizan a proveedores locales, si bien el precio de ciertos insumos está fuertemente influenciado por el precio internacional de algunos commodities.

La exposición a las variaciones en sus precios es considerada en los presupuestos operativos y representa un riesgo en la estructura de costos presupuestada, pero que la Sociedad evalúa como de bajo riesgo.

20.2 Riesgo de crédito

El riesgo de crédito es el riesgo de que una contraparte no cumpla las obligaciones asumidas en un instrumento financiero o contrato comercial, y que ello resulte en una pérdida financiera. La Sociedad se encuentra expuesta al riesgo de crédito por sus actividades operativas (en particular por los deudores comerciales) y sus actividades financieras, incluidos los depósitos en bancos e instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Los depósitos en bancos e instituciones financieras se gestionan a través de la gerencia de finanzas de acuerdo con la política corporativa. El riesgo de crédito de los saldos en bancos y otros instrumentos financieros es limitado porque se utilizan solamente con contrapartes aprobadas por la política corporativa que tienen una alta calificación crediticia.

Los límites se establecen para minimizar la concentración del riesgo de crédito y, por lo tanto, mitigan la pérdida financiera que pudiera surgir de los posibles incumplimientos de la contraparte. La exposición máxima de la Sociedad al riesgo de crédito de las partidas correspondientes del estado de situación financiera es el importe en libros de éstas.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad presta el servicio de distribución y transporte en los casos que corresponda, a clientes residenciales, comercios, 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. En este sentido, la Sociedad no tiene una importante concentración de riesgo crediticio de los clientes. Ningún cliente individual comprende más del 10% de las ventas del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. La Sociedad evalúa el riesgo de incobrabilidad y constituye provisiones suficientes por probables créditos incobrables.

La máxima exposición de la Sociedad al riesgo de crédito está dada por el valor contable de sus créditos por venta luego de deducir las provisiones correspondientes. La necesidad de registrar una desvalorización se analiza a cada fecha de cierre. Al 31 de diciembre de 2013 las cuentas a cobrar netas de cargos fideicomisos totalizan 51.779 y se ha registrado una provisión por riesgo de incobrabilidad de 8.562.

Como dato adicional se expone a continuación información sobre concentración 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 72% y el 68% de las ventas brutas de la Sociedad, en los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente.

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

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.

Los principales proveedores son T.G.N. S.A. e YPF S.A.

Los saldos a pagar a estos proveedores son los siguientes:

	Al 31 de diciembre de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1° de enero de 2012
YPF S.A.	3.844	4.187	2.347
T.G.N. S.A.	2.742	2.738	2.663
Total	6.586	6.925	5.010
% que representa sobre el total de cuentas a pagar comerciales y otras cuentas a pagar	13%	16%	14%

En el transcurso de los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	31.12.2013	31.12.2012
Compra de gas a YPF S.A.	48.028	51.145
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	23.087	22.184
Total	71.115	73.329
% que representa sobre el total de compras y gastos	20%	26 %

La concentración del riesgo de crédito de la Sociedad por ventas a deudores comerciales y por colocaciones a corto plazo y depósitos en efectivo en instituciones bancarias no ha variado sustancialmente en el año.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

20.3. Riesgo de liquidez

La Sociedad monitorea el riesgo de un déficit del flujo de fondos periódicamente. La Gerencia de Finanzas supervisa las proyecciones actualizadas sobre los requisitos de liquidez de la Sociedad para asegurar que haya suficiente efectivo para alcanzar las necesidades operacionales. Los excedentes de efectivo mantenidos por la Sociedad por los saldos por encima del requerido para la administración del capital de trabajo se invierten en colocaciones temporarias que generan retornos sobre los montos colocados.

20.4. Gestión del Capital

El capital incluye el patrimonio atribuible a los accionistas.

El objetivo principal de la gestión del capital de la Sociedad es asegurar que éste mantenga una calificación de crédito sólida y ratios de capital saludables para poder sustentar su negocio y maximizar el valor para el accionista.

La Sociedad gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes pertinentes en función a los cambios en las condiciones económicas.

Durante los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, no hubo modificaciones en los objetivos, ni en las políticas, relacionados con la gestión del capital.

20.5. Activos financieros entregados y recibidos en garantía

Al 31 de diciembre de 2013, la Sociedad no cuenta con activos financieros entregados y recibidos en garantías, a excepción de los depósitos judiciales.

NOTA 21 - 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2013.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1º de enero de 2013 hasta el 31 de diciembre de 2013:

Durante el transcurso del ejercicio se han realizado inversiones y administrado los recursos con el objeto de prestar eficientemente un servicio público a la comunidad y atender los requerimientos de 551.907 clientes.

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

La gestión

- Se incrementó el sistema de distribución en 273.048 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 6.030 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 12.198 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 2,26% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 2,12% con respecto al total del 31/12/12. Al finalizar el 2013, el mismo cuenta con una extensión que sobrepasa los 13.096 kms. de redes y gasoductos.
- Se ejecutó el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2013, por el cual se relevaron aproximadamente 3.697 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se llevaron a cabo los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 854 inspecciones, y los correspondientes al mantenimiento previsto de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. Al cierre del ejercicio se cuenta con 214 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución.
- Se realizaron 1.619 actualizaciones y anteproyectos de suministro para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 145.052 llamadas con un 85% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. Con respecto al ejercicio anterior se produjo un incremento importante de llamadas que llegó a 29,4%. Cabe destacar que durante los meses de agosto a diciembre se implementó un programa específico para incrementar los niveles de eficiencia, obteniéndose, a partir de ese mes, índices entre 94% y 98%. También se realizaron 2.265 verificaciones de consumos vinculados entre otros aspectos, a la facturación de consumos y procedimientos de seguridad preventivos para la detección de conexiones irregulares. Asimismo, se desarrollaron con normalidad los procesos de medición de consumos, facturación y cobranzas, con la distribución de aproximadamente 3.323.000 facturas.
- Ante el requerimiento de la Subsecretaría de Combustibles (“SSC”) mediante su Nota N° 938/2006 de fecha 09/05/06, en el marco de lo dispuesto por Ley N° 26.019, la Sociedad presentó dos opciones, con variantes de trazado, para el abastecimiento de gas natural mediante gasoducto a la localidad de Malargüe. Luego de una serie de instancias y de la presentación por parte de la Sociedad de un anteproyecto alternativo, el Ente Nacional Regulador del Gas (“ENARGAS”) redefinió la traza del gasoducto, que contempla la construcción de un gasoducto de 150 kms. de extensión a estructurarse en el marco de los Fideicomisos para atender las Inversiones en Transporte y Distribución de Gas establecido por el Decreto PEN N° 180/2004 y la Resolución del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”) N° 185/2004.

(*) Documento emitido al 06/03/14. La información comparada contenida en los puntos 2 a 5 de la presente Reseña Informativa, en todo cuanto corresponda, surge de los Estados Financieros de publicación al 31/12/13. Respecto de las bases de presentación de dicha información, ver Nota 2 a los Estados Financieros indicados.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En el marco de las leyes N° 26.019, N° 26.095 y los decretos mencionados, se suscribió un acta acuerdo con el MPFIPyS (en el marco de sus facultades otorgadas por la ley), la Secretaría de Energía de la Nación (como Organizador), el ENARGAS (como Representante del Organizador), el Gobierno de la Provincia de Mendoza, la Municipalidad de Malargüe, Nación Fideicomisos S.A. (como Fiduciario), y la Sociedad (como Gerente de Proyecto designado). El acuerdo establece la intención de las autoridades de licitar la ejecución y financiamiento de la obra del gasoducto de alimentación a Malargüe. Luego de dos llamados a concurso realizados en los años 2008 y 2009 en los términos previstos en la Resolución SE N° 663/2004, que por distintas razones resultaron sin adjudicación, en abril de 2010 se realizó el tercer llamado. En junio de 2010 se procedió a la apertura de sobres.

En setiembre de 2010 la Sociedad comunicó el resultado del concurso a Nación Fideicomisos S.A. y al Organizador, exponiendo que las condiciones técnico-constructivas de la oferta calificada se ajustaron razonablemente a lo requerido en los pliegos, al tiempo que sometió a consideración de las autoridades lo atinente a la oferta económico-financiera.

En octubre de 2010 y a instancias del ENARGAS, la Sociedad informó a Nación Fideicomisos S.A. que no se encontraron objeciones para la adjudicación de la obra al único oferente calificado. Se indicó también que dicha adjudicación está sujeta a las consideraciones y al cumplimiento de ciertas condiciones detalladas e informadas por la Sociedad, de las que se destacan, entre otras de importancia, la obtención del financiamiento adicional al incluido en la oferta por parte de las autoridades, que permita la ejecución total de la obra, como así también la suscripción de los contratos de fideicomiso, gerenciamiento, operación y mantenimiento, y de obra. Por su parte, Nación Fideicomisos S.A. manifestó a la Sociedad su conformidad para proceder a la adjudicación de la obra al oferente calificado, en los términos y condiciones expuestos por la Sociedad, las cuales fueron comunicadas a la firma oferente en el mismo mes de octubre junto con la adjudicación que se le otorgara por parte de Nación Fideicomisos S.A. Posteriormente se concretó el financiamiento adicional del 30% remanente a través de un Acuerdo de Financiamiento entre la Nación y la Provincia de Mendoza. En diciembre de 2011 se suscribió el contrato de Fideicomiso entre el Organizador, Nación Fideicomisos S.A., la Sociedad y el ENARGAS. Finalmente, el 21/06/12 Nación Fideicomisos S.A. informó al BNDS de Brasil el desistimiento del financiamiento ofrecido, y en aceptación de esa nota, la empresa adjudicataria solicitó la devolución de la garantía de la oferta oportunamente presentada, dándose por concluido el proceso licitatorio.

En octubre de 2012, a solicitud del Organizador, la Sociedad ha procedido a la firma de un acta de prórroga por 6 meses del Contrato de Fideicomiso en virtud de la cual habiendo vencido el término antedicho, el Fiduciario se encuentra habilitado para dar inicio a la liquidación anticipada del Fideicomiso Financiero. A la fecha del presente documento, habiéndose cumplido el nuevo plazo extensivo sin que se produjera ningún hecho que modifique el estatus del proyecto, se procedió a solicitar al Organizador la liquidación del Fideicomiso Financiero.

- Se continuó con el análisis de la evolución de los precios de los insumos, bienes y servicios, y en la búsqueda de la mayor eficiencia posible entre precio y calidad, dado que los efectos del aumento generalizado de precios se han ido reflejando en los costos de la Sociedad pese a la prudencia y austeridad ejercidas, mientras que todavía no hubo reconocimiento de esos mayores costos en las tarifas, sin perjuicio de lo que resulta de la aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** (emitida el 27/11/12) y concordante, según se expondrá más adelante. Por otra parte, los incrementos salariales acordados entre los distintos sectores empresariales y sindicales, también tienen consecuencias que afectan las actividades propias y tercerizadas.
- Se ejecutó el plan anual de capacitación de colaboradores y autoridades en diversos temas técnicos, de seguridad, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 8.688 horas/hombre.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas en 2012 hasta el 30/04/13 y a partir del 01/05/13 las aplicables conforme se convinieran en el ejercicio 2013 hasta el 30/04/14, en el marco del Convenio Colectivo de Trabajo vigente.
- Se mantuvo la práctica de políticas financieras definidas a los efectos de atender las necesidades ciertas y eventuales de fondos durante el ejercicio, mediante el uso adecuado del flujo de efectivo de la Sociedad, constituyendo una seria dificultad el mantenimiento del valor de los activos financieros, a consecuencia de la tasa de interés pasiva y la modificación del tipo de cambio en relación con la variación real de los precios.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En el marco del objetivo de mejora continua, se prosiguió con el desarrollo del programa denominado Meta 2015 enfocado en la modernización y mejora de las distintas actividades que se desarrollan en la Sociedad, con fuerte base tecnológica, promoviendo desde el cumplimiento de la normativa en vigencia, los cambios estructurales y las sinergias operativas posibles para lograr una organización más flexible y moderna con desempeños superadores de estándares operativos de calidad y seguridad en todos los ámbitos, y niveles crecientes de transparencia y confiabilidad de su sistema de control interno.

El Directorio de la Sociedad aprobó una nueva estructura organizativa concebida para operar consolidando funciones, integrándose en áreas comunes de las distribuidoras ECOGAS, con el objetivo generar sinergias, alcanzar mayores estadios de eficiencia y potenciar las mejoras en el servicio prestado a los clientes, reforzando, en ese sentido, la capacidad operativa y comercial.

- Entre otras actividades concretadas y en ejecución, durante el ejercicio se avanzó en la implementación de cambios en la organización del área de Tecnología de Información y diversas áreas operativas con el fin de crear una estructura ágil y flexible, alineada con las estrategias del negocio; se instrumentaron mejoras sustantivas en el sistema integral de cobranzas y se progresó en el mayor aprovechamiento de recursos con mayor efectividad en los resultados, a partir de la reforma de la estructura y funcionamiento del centro de atención telefónica, al igual que los aspectos relativos a despacho de gas, desarrollo comercial y contratos de abastecimiento y venta de gas. Se definió el plan de trabajo de los proyectos para la unificación de estructuras y funciones en las áreas operativas de las dos distribuidoras ECOGAS, integrando las funciones comunes y definiendo las mejores prácticas. También fueron prioridad las obras que en Planta Godoy Cruz permitirán el traslado de la sucursal Mendoza en el primer semestre de 2014.

Se implementó exitosamente la emisión de la factura digital, con el propósito de brindar al cliente un servicio más cómodo, ágil y sencillo para la recepción y pago de su factura de servicio de distribución de gas. También, con igual resultado, se llevaron a cabo las implementaciones de los proyectos de un nuevo y moderno sistema de despacho de gas y el de alta electrónica de clientes, que contempla las gestiones de gasistas matriculados vía Web, y las fases que facilitan diversas gestiones -también por parte de clientes-, tales como la confección de la solicitud de servicio, el cambio de titularidad y el requerimiento de bajas o rehabilitaciones.

Se finalizaron las etapas de selección de una nueva plataforma de desarrollo de sistemas y de la contratación del apoyo técnico necesario, al tiempo que se realizaron los relevamientos y diseños para la implementación de los módulos Gestión del Capital Humano (“HCM”) y Mantenimiento (“PM”) del sistema SAP (aplicación en uso en lo administrativo-contable), que permitirán reemplazar sistemas de diseño propio, reduciendo costos de mantenimiento y automatizando más operaciones, con los consecuentes beneficios para los procesos de carga y menor circulación de formularios en papel. Adicionalmente, se dio comienzo a la primera etapa de implementación del módulo HCM relativa al tratamiento de la nómina y liquidación de haberes. Se trabajó en el desarrollo de una nueva arquitectura para aplicaciones con inclusión de los aspectos de seguridad; se inició el programa de modernización de la infraestructura de datos y comunicaciones, la incorporación de nueva tecnología en dispositivos de lectura de grandes consumos, y la instalación y actualización de software a partir de la adquisición de nuevas licencias.

- Se ejecutaron las actividades programadas respecto a las adecuaciones necesarias en los procedimientos, así como también a cambios en controles existentes y a modificaciones de la estructura necesarias a partir de la redefinición de los puestos de trabajo. Se desarrollaron e incorporaron nuevos instrumentos normativos y sus formularios asociados y guías prácticas requeridas. Se administró la seguridad de las aplicaciones y las operaciones rutinarias de resguardo de datos. Asimismo, se realizaron ajustes en los sistemas para dar cumplimiento, en tiempo y forma, a los cambios regulatorios, principalmente los referidos a la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**. También se evaluaron y priorizaron los requerimientos para el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se culminó el desarrollo y aprobación de los procedimientos relacionados con el Sistema Integrado de Gestión de Salud, Seguridad y Ambiente (“SIGSSA”). Con relación a los procedimientos ambientales se realizó una revisión integral de los mismos en el marco de los estándares definidos por la Sociedad. Se



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

concretaron las obras correspondientes al proyecto de reingeniería de ambientes y puestos de trabajo en la sede del Centro Integral de Atención al Cliente y en las áreas técnicas y administrativas de Planta Godoy Cruz, con premisas de lograr mayor iluminación, ventilación, climatización, circulación y seguridad en los ambientes de trabajo. En materia del cuidado de la salud además de los estudios médicos periódicos a un tercio del personal, se realizó la Campaña de Vacunación Antigripal y Antitetánica. La implementación del SIGSSA se completó con jornadas de capacitación y difusión de los procedimientos que lo componen, totalizando más de 2.300 horas de formación al personal en todos los sitios de trabajo, y con el desarrollo de actividades de control operativo en el campo de operaciones.

En el ámbito de Planta Godoy Cruz se participó activamente en el “Simulacro de Situaciones de Emergencia: Sismo e Incendio” desarrollado por Defensa Civil de la ciudad de Mendoza. El ejercicio se practicó sobre la base de supuestos de catástrofes por sismos seguidos de incendios en las instalaciones.

Las inversiones

- Se desarrollaron las actividades relativas al programa 2013 de inversiones operativas y otras menores, destinadas a sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, privilegiando la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución.
- Para atender los requerimientos de la demanda, la Sociedad, en el marco del programa de Fideicomisos de Gas constituido por la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (“MPFIPyS”), gestionó ante la Secretaría de Energía (“SE”) y el ENARGAS la inclusión en dicho programa de ciertas obras de infraestructura necesarias para aumentar la capacidad del sistema. Se trató de las obras: Ampliación Gasoducto paralelo La Dormida-Las Margaritas; Construcción Planta Compresora Mendoza Norte; y Ampliación Ramal Mendoza Norte-Pantaniño Etapa I, que no fueron incluidas en ningún programa de fideicomisos.

Luego de gestiones llevadas a cabo por la Sociedad con distintas Autoridades Provinciales, el 10/11/10 se firmó un Convenio para la Ampliación de la Capacidad de Transporte y Distribución del Sistema de Distribución Mendoza-San Juan, entre el MPFIPyS, la Provincia de Mendoza y la Provincia San Juan, notificándose de su contenido al ENARGAS y a la Sociedad. El MPFIPyS asistirá a la Provincia de Mendoza con el financiamiento hasta un monto de \$95 millones para la ejecución de las referidas obras complementarias definidas por la Sociedad. Este acuerdo compromete a la Nación y a la Provincia de Mendoza al financiamiento no reintegrable de las obras. La Provincia de Mendoza en base a los proyectos y pliegos elaborados por la Sociedad convocó en los últimos días de diciembre de 2010 a las Licitaciones Públicas necesarias. Luego del proceso de licitación realizado, mediante los pertinentes decretos de fecha 07/06/11, la Provincia de Mendoza adjudicó la construcción de las obras correspondientes por las nueve licitaciones efectuadas. La Sociedad asume la responsabilidad de la aprobación de los proyectos constructivos, el seguimiento del cronograma de obras aprobado y la inspección de las mismas. Las obras de infraestructura serán cedidas a la Sociedad en los términos de la normativa vigente, para su mantenimiento, operación y explotación. Si bien era incierta la culminación de los trabajos antes del invierno 2012, se definió con las empresas contratistas un ambicioso y riguroso plan de obras en procura de contar con la habilitación y puesta en funcionamiento de las obras con ese objetivo para evitar que se viera afectado el normal abastecimiento del servicio en las áreas de distribución directamente vinculadas a estas ampliaciones. Finalmente, el 13/06/13 se procedió a la inauguración formal de la Planta Compresora que abastece a San Juan y se suma a otras habilitaciones de obras de menor envergadura incluidas en este Convenio.

- En el contexto de la necesidad de ampliar la capacidad del sistema de distribución de gas natural en el ámbito de la Provincia de Mendoza, a principios de mes de mayo de 2013 la Sociedad concretó un Convenio de realización de Obras por parte del Gobierno de Mendoza, las que serán transferidas a la Sociedad para su operación en el marco de la normativa vigente.

Este importante convenio define la realización de obras de potenciación de la infraestructura de Distribución en la provincia, para satisfacer la demanda de consumo proyectado para los años 2013–2015, implicando en ese periodo una inversión del orden de los \$40 millones. Asimismo, sus proyectos se complementan con otras obras que la Sociedad ha solicitado realizar al “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”– en el marco de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En el transcurso del año se habilitaron las obras del subsistema San Juan y de los subsistemas San Rafael y General Alvear, comprometidos en el Convenio suscrito con la Nación y las provincias de Mendoza y San Juan en el año 2010. Asimismo, al cierre del ejercicio la ampliación del sistema de almacenamiento de Malargüe se encuentra prácticamente finalizada. En este marco, se están dando curso a las nuevas factibilidades requeridas en la provincia de San Juan y a las solicitudes de las localidades de San Rafael y General Alvear en la provincia de Mendoza.
- En función de la evolución y criticidad del sistema, a partir de agosto de 2013 se ha comenzado a condicionar a las nuevas factibilidades en los departamentos involucrados en el denominado Gasoducto del Este de la provincia de Mendoza y en la propia ciudad de Mendoza capital, así como también en Villa Mercedes y Merlo de la provincia de San Luis. Estos condicionamientos se encuentran supeditados a la ejecución y habilitación de las obras contempladas en los Convenios de ampliación del sistema de distribución suscritos con los Gobiernos de las provincias de Mendoza y San Luis.
- En línea con lo expuesto, a partir de noviembre de 2013 también se comenzaron a condicionar nuevas factibilidades en las localidades de Chacras de Coria -Departamento de Luján-, Colonia Segovia -Departamento de Guaymallén- y distritos varios en los Departamentos de Tunuyán y Tupungato, en la provincia de Mendoza.
- Se llevaron a cabo y/o se encuentran en ejecución las siguientes actividades previstas en el programa anual de inversiones: interconexiones de redes de media y baja presión, y de gasoductos de alta presión; construcción de ramales de alimentación; potenciamiento y renovación de redes; recambio de servicios; ampliación de plantas reguladoras de presión existentes e incorporación de by pass en las que se encuentran aisladas; adquisición de medidores y unidades correctoras para distintos caudales, presiones y diámetros para nuevas industrias; obras de remodelación de oficinas; renovación del parque automotor; y otras inversiones menores. Al cierre del ejercicio las inversiones totalizaron \$25.1 millones.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- La **Ley N° 25.561** publicada el 07/01/02 ("**Ley de Emergencia**"), declaró la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria, hasta el 31/12/03, fecha que fue prorrogada sucesivamente por otras leyes, siendo la prórroga vigente la ordenada hasta el 31/12/15 por **Ley N° 26.896**.

El Art. 8 de la Ley de Emergencia sometió a renegociación los contratos de obras y servicios públicos. La renegociación fue llevada a cabo por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos ("UNIREN") creada por **Decreto PEN N° 311/2003**.

- La Sociedad y la UNIREN firmaron "ad referéndum" de la aprobación definitiva del Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") un Acuerdo Transitorio ("AT") el día 08/10/08, con la finalidad principal de establecer condiciones que, mediante la adecuación de precios y tarifas, propendan al equilibrio contractual hasta el momento de arribarse a la renegociación integral del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural otorgada a la Sociedad por **Decreto PEN N° 2.453/1992** (en adelante el "Contrato").

Asimismo, también el día 08/10/08 la Sociedad y la UNIREN firmaron "ad referéndum" de la aprobación definitiva del PEN un Acta Acuerdo (en adelante "AA"), en la que se convino además la renegociación integral de las condiciones de adecuación del Contrato.

- Una vez ratificados los acuerdos por los órganos societarios (Directorio y Asamblea de Accionistas), en fechas 05/12/08 y 10/12/08 la Sociedad presentó ante la UNIREN los compromisos e instrumentos previstos en el AT y en el AA, en virtud de los cuales la Licenciataria y sus Accionistas Mayoritarios asumieron el compromiso de suspender todos los reclamos formulados y de no presentar nuevos reclamos por temas vinculados a la Ley N° 25.561 y anulación del ajuste de tarifas por "PPI" (Producers Price Index) previsto en la Licencia. La Sociedad también acreditó ante el ENARGAS el cumplimiento del plan de inversiones previsto en el AT.

Habiéndose cumplido los requisitos establecidos en el AT, el mismo fue ratificado por el PEN mediante el dictado del **Decreto N° 235/2009** publicado el 08/04/09.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Por su parte, el AA fue aprobado por el Congreso de la Nación en los términos del Art. 4 de la **Ley N° 25.790**, y ratificada por el PEN mediante **Decreto N° 483/2010** publicado el 15/04/10.

- Tanto el AT como el AA prevén un Régimen Tarifario de Transición (“RTT”), que aún no ha sido plenamente aplicado por la Autoridad, según el cual la Sociedad tiene, entre otros, los siguientes derechos:
 - A percibir un ajuste tarifario inicial desde el 01/09/08 (segmentado por categorías de clientes) de acuerdo con la metodología de cálculo allí establecida, que implica para la Sociedad un incremento promedio de su margen de distribución del 21% aproximadamente.
 - A acceder al diferencial que se devengará desde la fecha prevista para aplicar el Cuadro Tarifario (“CT”) que resulta de la RTT hasta la efectiva vigencia del AA, en el supuesto de que dicho CT no comencare a aplicarse oportunamente.
 - A obtener un ajuste semestral de la tarifa que reconozca la variación de costos producida desde el 01/09/08, el que debe llevarse a cabo de acuerdo con el Mecanismo de Monitoreo de Costos (“MMC”) allí previsto. Desde diciembre de 2009 la Sociedad viene presentando al ENARGAS las solicitudes de ajuste por aplicación del MMC. El ENARGAS aún no ha aplicado plenamente los ajustes correspondientes.

El derecho reconocido a favor de la Sociedad al ajuste tarifario mediante el RTT estaba sujeto a la condición suspensiva de que el AT fuera ratificado por el Poder Ejecutivo, aspecto cumplido con el dictado del citado Decreto N° 235/2009.

El AA establece la realización de un proceso de Revisión Tarifaria Integral (“RTI”), que fije un nuevo régimen de tarifas máximas por cinco años, conforme a lo estipulado en el Capítulo I del Título Tarifas de la Ley N° 24.076 y de acuerdo a las pautas definidas en la misma AA, entre las cuales se mencionan las más importantes:

- Reconocimiento a percibir desde el 01/09/08 la diferencia entre el incremento del margen de distribución establecido en la RTT (promedio 21%) y el 27%.
- Consideración de mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la tarifa de distribución, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.
- La base de capital para determinar la remuneración de la Licenciataria considerará los bienes necesarios para la prestación del servicio público, valuados a su costo histórico reexpresado en función de índices oficiales de precios que tengan en cuenta la estructura de costos de dichos bienes.
- La tasa de rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, de manera tal de fijar un nivel justo y razonable para actividades de riesgo comparables.
- El mecanismo de transferencia a las tarifas de los usuarios de la Licenciataria de todos los costos de la cadena de producción y transporte de gas, de acuerdo a lo previsto en la Ley N° 24.076, como así también la transferencia que resulte de los cambios en las normas tributarias, excepto en el impuesto a las ganancias o el impuesto que lo reemplace o lo sustituya.

A pesar de que el AA preveía originalmente que la RTI debía iniciarse el 15/10/08 y estar finalizada para el 28/02/09 y después para el 30/09/09, a la fecha del presente documento no se ha dado inicio formal a la misma. Sólo se han realizado algunos avances en ciertos aspectos técnicos, tales como la recopilación de información histórica, los lineamientos para la determinación del costo del capital, entre otros.

Como consecuencia de los incumplimientos verificados por parte de la Autoridad, tanto en el RTT como en la RTI, con fechas 03/06/09, 05/11/09, 29/04/10 y 26/07/10 la Sociedad efectuó presentaciones por ante la UNIREN y el ENARGAS, expresando su preocupación debido a que la falta de cumplimiento de las obligaciones del Estado Nacional previstas en el AT y el AA colocan a la Sociedad en una situación económico-financiera cada vez más delicada a efectos de cumplir sus propias obligaciones según el marco regulatorio de la actividad. El 05/10/11 se trató nuevamente en reunión de Directorio el estado del AT y el AA, convocándose a Asamblea General Extraordinaria de Accionistas para el 15/11/11 a los efectos de considerar la situación planteada y los cursos de acción. Esta Asamblea convalidó lo actuado por el Directorio y las Gerencias de la Sociedad, aprobando que la Sociedad realice las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, y delegando en el Directorio para que determine la oportunidad, mérito y conveniencia de dichas acciones, según las circunstancias en cada momento.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El 29/12/11 la Sociedad formuló ante el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios un reclamo administrativo en los términos del Art. 30 y concordantes de la Ley Nacional de Procedimiento Administrativo N° 19.549, solicitando al Estado Nacional en su calidad de Otorgante de la Licencia y representado por el Poder Ejecutivo Nacional, el cumplimiento del AT y del AA y efectuando, asimismo, las reservas del caso.

En este contexto, la Sociedad se encuentra analizado las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la implementación del AT y del AA. Al respecto, tras diversas conversaciones mantenidas con el ENARGAS en el último período, con fecha 16/11/12 la Sociedad emitió una nota dirigida a la autoridad regulatoria solicitándole que en orden a la implementación de la Cláusula 4 del Acta Acuerdo, se celebre un “Acuerdo de Implementación”, realizando para ello una proposición de las principales pautas que debería cumplir el mismo. Se dejó también expuesto que lo sugerido no implica para la Sociedad renunciar a los derechos derivados del AT y el AA firmados y aprobados oportunamente por sendos decretos del Poder Ejecutivo Nacional.

Como resultado de las gestiones realizadas, el día 21/11/12 se firmó con el ENARGAS un acta por la cual “Las Partes” (ENARGAS y la Sociedad) acordaron principalmente la aplicación de un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuarios a percibir por la Sociedad, la creación de un Fideicomiso exclusivo para la Sociedad y la elaboración de un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión” que requerirá la aprobación de un “Comité de Ejecución” a crearse en el ámbito del Contrato de Fideicomiso. Se estableció además que el Acta firmada tiene plena vigencia y ejecución en tanto los órganos societarios no se expidan en contrario.

- El 27/11/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.407/2012**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión (ver “Tarifas de distribución” del presente documento).

Como parte de los compromisos asumidos en el Acta mencionada, con fecha 12/12/12 la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS suscribieron el Contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración Privado “Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución de Gas por Redes” –“FFA FOCEGAS”–.

Son partes del Contrato de Fideicomiso: la Sociedad (como fiduciante), y Nación Fideicomisos S.A. (en calidad de fiduciario), habiendo suscripto también el instrumento el ENARGAS prestando conformidad a sus términos.

El objeto es la celebración de un contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración en cuyas cuentas se depositarán los montos fijos por factura mencionados (que integran el patrimonio fideicomitado), para su afectación al pago de proyectos y obras de infraestructura, obras de conexión, repotenciación, expansión y/o adecuación tecnológica de los sistemas de distribución de gas por redes, seguridad, confiabilidad del servicio e integridad de las redes, así como mantenimiento y todo otro gasto conexo necesario para la prestación del servicio público de distribución de gas, hasta el límite de los fondos efectivamente disponibles.

Las citadas afectaciones se integran en un Plan de Inversión que la Sociedad debe formular y someter a un procedimiento de aprobación previa por ante un Comité de Ejecución que se integrará por un representante de la Secretaría de Política Económica del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, dos representantes del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, y un representante del ENARGAS. El Comité de Ejecución podrá efectuar modificaciones a los Proyectos presentados y asimismo sugerir Proyectos de Inversión u obras alternativas a las presentadas por el Fiduciante. Son también funciones del Comité de Ejecución la aprobación de los desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplen la emisión de deuda.

El Contrato establece y distingue dos categorías de proyectos y obras, (i) la denominada “Obras sin Financiamiento”, gestionadas por la Sociedad por su cuenta y orden realizadas mediante desembolsos provenientes del fondo constituido por los montos fijos recaudados, y que forman parte del patrimonio de la licenciataria; y (ii) y la llamada “Obras con Financiamiento”, son las obras o proyectos incluidos en el plan de inversión, que necesitarán del financiamiento a través de operaciones de financiamiento, y que en consecuencia, ingresan como bien fideicomitado al fideicomiso, sin perjuicio de que su uso y goce será otorgado a la Sociedad y su propiedad le será transferida a la cancelación total del



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

financiamiento obtenido. Estos proyectos y obras serán ejecutados por el fiduciario y éste, previa aprobación del Comité de Ejecución, celebrará con la Sociedad un contrato de Gerenciamiento asumiendo esta última la calidad de Gerente de Proyecto, actuando por cuenta y orden del comitente a título gratuito.

La duración del contrato se mantendrá hasta el cumplimiento de su objeto y la cancelación de la totalidad de la deuda, o en su caso hasta la finalización de la Licencia.

En enero de 2013 Las Partes suscribieron el Manual Operativo previsto en el Contrato de Fideicomiso. En el mes de abril la Sociedad recibió la comunicación respecto de la constitución del Comité de Ejecución del Fideicomiso (“CEF”) que prevé la normativa, y de la aprobación parcial del Plan de Obras 2013 presentado oportunamente por la Sociedad, quedando sujeto a análisis adicionales por parte del CEF los proyectos de expansión.

Respecto de la aplicación de esta resolución y a los efectos de agilizar la operatoria prevista para hacer frente a los pagos de los compromisos asumidos en el Plan de Inversiones, se solicitó a Nación Fideicomisos S.A. (“NF”) el adelanto de los fondos que se generasen hasta el 30/09/13 para ser aplicados a las obras y servicios aprobados expresamente por el CEF, lo que fue efectivizado por NF.

El 18/12/13, mediante la **Resolución ENARGAS N° I-2.767/2013** se modifica y complementa la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012**, estableciéndose que a los fines de optimizar los procesos de aprobación, ejecución, control y seguimiento de los proyectos incluidos en el “Plan de Inversión de Consolidación y Expansión”, cada proyecto será identificado bajo la característica de “Obra por Protocolo de Seguimiento” u “Obra por Certificación de Avance”, siendo estas últimas las que se ejecutarán y administrarán de acuerdo a lo establecido en el FFA FOCEGAS. Asimismo, dispuso que las Distribuidoras deben depositar en el Fideicomiso aquellos valores correspondientes a los Montos Fijos percibidos necesarios para cumplir con los desembolsos previstos en el Plan de Inversiones vigente de aquellos proyectos que se gestionen bajo la modalidad de “Obras por Certificación de Avance”, como así también, los necesarios para hacer frente a los pagos de servicios de financiación, impuestos, tasas y otros gastos necesarios para el funcionamiento de cada FFA FOCEGAS suscripto por cada Prestadora.

En el marco expuesto, Las Partes celebraron el 19/12/13 la Primera Adenda al Contrato de Fideicomiso, que modifica los montos fijos netos y sustituye al Manual Operativo por uno nuevo, dejando constancia que todo aquello que no es modificado en la Adenda se mantendrá según se encuentra definido en el Contrato de Fideicomiso suscripto el 12/12/12.

El CE informó a la Sociedad con fecha 23/01/14 que las obras del Plan de Inversiones 2013 cuya ejecución se prevé en 2014, son consideradas como Obras por Protocolo de Seguimiento.

Adicionalmente, el 06/01/14 la Sociedad presentó al CE el Plan de Obras 2014, luego de que este organismo le concediera el tiempo de prórroga suficiente para su presentación, que originalmente debía concretarse antes del 01/10/13.

Las tarifas

Tarifas de distribución

- A partir de la firma del AT y el AA del 08/10/08 y la ratificación de los mismos por parte del PEN, se habilita a la aplicación del RTT previa emisión de los respectivos Cuadros Tarifarios por parte del ENARGAS, los cuales siguen pendientes de emisión a la fecha del presente documento.
- Respecto de las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe y el reconocimiento de mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora Cerro Mollar gestionado por la Sociedad, en el subtítulo “El gas” se tratan sus aspectos centrales, dentro del contexto de general de provisión de gas a esa localidad mendocina.
- El 27/11/12 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** por la que se aprueba a partir del 29/11/12 un nuevo cuadro tarifario que: (i) autoriza a las Distribuidoras, en los términos de lo dispuesto en los respectivos acuerdos suscriptos entre dichas empresas con la UNIREN, a aplicar un monto fijo por factura, diferenciado por categoría de usuario, conforme lo definido en el Anexo de dichas Actas y de acuerdo a la metodología que determinó el ENARGAS



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

mediante Nota N° 13.516 de fecha 30/11/12; **(ii)** determina que los importes resultantes deberán ser depositados por las Distribuidoras en un Fideicomiso, los cuales constituirán un “Fondo para obras de consolidación y expansión” que serán utilizados exclusivamente para los fines expuestos en oportunidad de comentar en el capítulo inmediato anterior el contrato de Fideicomiso Financiero y de Administración firmado el 12/12/12 entre la Sociedad, Nación Fideicomisos S.A. y ENARGAS; **(iii)** define que las Distribuidoras deberán someter a la aprobación de un Comité de Ejecución, a ser creado al efecto en el ámbito del Fideicomiso, un “Plan de Inversiones de Consolidación y Expansión”, expresado en términos físicos y monetarios, y cuyos lineamientos serán determinados en el contrato de fideicomiso; **(iv)** además determina que los montos que perciban las Distribuidoras a efectos de la presente resolución serán considerados a cuenta de los ajustes previstos en el marco de la readecuación tarifaria acordada en las renegociaciones llevadas a cabo; y **(v)** que la implementación de dicho mecanismo de trato no exime a las Licenciatarias del cumplimiento de las obligaciones previstas en el Marco Normativo vigente.

Ajustes estacionales por variación del precio de compra del gas

- En la **Resolución ENARGAS N° 3.466/2006** del 23/03/06, el ENARGAS no contempló la debida compensación por las diferencias que se produjeron a partir de la rectificación, efectuada por la misma autoridad regulatoria, de los cuadros tarifarios actualizados por variación en el precio del gas con vigencia a partir del 01/07/05, motivo por el que se mantuvo el mismo costo de gas aprobado para octubre de 2004.

El ENARGAS omitió también la emisión de los cuadros tarifarios de la Sociedad y del resto de las distribuidoras de gas por variación en el precio del gas comprado que debían tener vigencia para los periodos estacionales de los años 2006 y 2007 y a partir del 01/05/08. A pesar de los oportunos reclamos formulados por la Sociedad, el ENARGAS no brindó ninguna justificación para tal inobservancia de la normativa.

- Con fecha 10/10/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** por la que se aprueba a partir del 01/09/08 un nuevo cuadro tarifario que: **(i)** reconoce los nuevos precios del gas natural que surgen de la Resolución SE N° 1.070/2008 (comentada en el apartado “El gas” del presente documento) a partir del 01/09/08; y **(ii)** de acuerdo con lo establecido en el AT, fija en cero el valor de las Diferencias Diarias Acumuladas (“DDA”) sin reconocer las diferencias acumuladas a favor de la Sociedad entre el precio del gas pagado a los productores y el recuperado en las tarifas. En este sentido, el Acta Acuerdo establece que se incorporará en el proceso de Revisión Tarifaria Integral el tratamiento de las DDA hasta la fecha de finalización de dicho proceso.
- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** por la que se aprueba a partir del 01/11/08 las tarifas con los nuevos valores de precios del gas determinados en la Resolución SE N° 1.417/2008 del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la Resolución SE N° 1.070/2008, que implican un aumento para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3).

El transporte

- Entre todos los acuerdos que se encuentran vigentes a la fecha de cierre del presente documento, la Sociedad cuenta con una capacidad Firme de transporte con T.G.N. S.A. de 5.517.000 m³/día.

El Gobierno Nacional mediante la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004** creó un programa denominado “Fideicomisos de Gas - Fideicomisos Financieros” para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas en el marco de lo dispuesto en el Artículo 2° de la Ley del Gas N° 24.076.

El ENARGAS, mediante Nota N° 1.989/2005 del 22/03/05, determinó que el Cargo por Fideicomiso Gas fuera prorrateado entre todos los cargadores firmes de las Transportadoras, y los clientes de las distribuidoras y subdistribuidoras con excepción de las categorías Residencial, SGP1 y 2, aunque tales clientes se abastezcan del GCO que no se ha expandido (como es el caso de los clientes de la Sociedad). Por lo tanto, los clientes de los sistemas de transporte y distribución contribuyen al repago del incremento de capacidad, actuando la Sociedad, en lo concerniente a distribución sólo como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- A finales de setiembre de 2005, impulsado por la SE bajo el Programa de Fideicomisos de Gas creado por la Resolución N° 185/2004 del MPFIPyS, se publicaron las bases para un nuevo programa para expansión de gasoductos hasta 20 MMm³/día, que debía cubrir las demandas previstas para los años 2006 a 2008. Dentro de dicho programa a TGN SA le corresponde ampliar en 10 MMm³/día (5 MMm³/día sobre el Gasoducto Norte y 5 MMm³/día sobre el Gasoducto Centro Oeste), por lo que hizo el llamado a un nuevo Concurso Abierto de Capacidad de Transporte denominado Concurso Abierto TGN SA 01/2005 (“CA02”).

El total de ofertas recibidas por TGN SA superó los 31 MMm³/día, en tanto que la capacidad a ampliar en su sistema era de sólo 10 MMm³/día. El ENARGAS realizó una validación preliminar de las ofertas por un total de más de 25 MMm³/día, asignando a la Sociedad un total de 1.407.000 m³/día bajo Prioridad 1 (consumos R, P1 y P2). La Sociedad desconoce los motivos por los cuales el ENARGAS no validó el total de 1,8 MMm³/día solicitados bajo Prioridad 1. La ejecución de las obras de expansión están supeditadas a los proyectos y contrataciones que efectivamente realice TGN SA y ello, a su vez, depende de la obtención de financiamiento, por lo cual, a la fecha de emisión del presente documento se desconoce el plazo cierto de disponibilidad.

- El 18/05/06 se publicó en el Boletín Oficial la **Ley N° 26.095** que dispone la creación de cargos específicos para el desarrollo de obras de infraestructura energética para la expansión del sistema de generación, transporte y/o distribución de los servicios de gas y electricidad. Por medio de la **Resolución MPFIPyS N° 2.008/2006** se excluyen a las categorías Residencial, estaciones de GNC, SGP1 y SGP2 del cargo específico para repagar las obras de ampliación. Mediante la **Resolución ENARGAS N° 3.689/2007** del 09/01/07 se determinaron los cargos específicos por metro cúbico/día aplicables a la expansión de transporte 2006-2008, Cargo Específico Gas II. Este nuevo cargo constituye un incremento significativo del costo de transporte, con lo cual su nuevo costo total representa un valor que multiplica varias veces a la propia tarifa de transporte vigente a la fecha del presente documento. Esto ha generado diversas reacciones por parte de los clientes industriales que están sujetos al pago del mismo, algunos de los cuales han formulado reservas de derechos sobre los pagos realizados bajo este concepto. La Sociedad ha dado a conocer tales circunstancias a Nación Fideicomisos S.A., al ENARGAS y a la SE.

En este nuevo cargo la Sociedad también actúa como agente de percepción a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A.

El 28/06/07 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 409/2007** por la cual se estableció una bonificación transitoria del 20% del cargo específico establecido en la Resolución N° 3.689/2007 del ENARGAS, con vigencia hasta el 31/12/07. Esta bonificación ha sido prorrogada sucesivamente por el MPFIPyS hasta el año 2009.

El 09/12/10 se publicó la **Resolución MPFIPyS N° 2.289/2010** que si bien modifica, con vigencia 01/12/10, los valores de los Cargos Específicos I y II, éstos no tienen un impacto en la factura final de los clientes, porque la reducción del Cargo Específico I se compensa exactamente con el incremento del Cargo Específico II.

- El 10/03/11 TGN SA comunicó el llamado a Concurso Abierto de Capacidad Remanente de Transporte Firme TGN N° 01/2011 (“CA03”), ofreciendo, entre otras, capacidad de transporte firme en determinados puntos de entrega del área de distribución de la Sociedad, aunque para la misma no todos resultan de utilidad. La Sociedad presentó una Oferta Irrevocable en el CA03 solicitando su disposición en La Dormida por el volumen máximo disponible (punto de entrega de TGN para abastecer la mayor parte de la demanda de la Sociedad), esto es 1.067M m³/día, dado que la capacidad de entrega no cumplía con los requerimientos de la Distribuidora.

Con fecha 29/04/11 TGN SA comunicó las adjudicaciones del Concurso CA03, entre las cuales no estaba la adjudicación a la Sociedad, en virtud de la particular situación respecto del tramo Beazley-La Dormida y otras circunstancias.

A raíz de ello, la Sociedad y TGN SA iniciaron negociaciones a fin de resolver las divergencias entre las partes, celebrando el 29/11/11 un acuerdo adecuando las condiciones de la Oferta a la actual situación, lo cual fue puesto en conocimiento del ENARGAS. Mediante Nota ENRG N° 13.906/2011 del 06/12/11 se formalizó la adjudicación del CA03 a la Sociedad.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El gas

- Con fecha 14/06/07 se publicó la **Resolución SE N° 599/2007** que homologa la Propuesta para el Acuerdo del Estado Nacional con Productores de Gas Natural 2007-2011 (el “Acuerdo 2007-2011”) tendiente a la satisfacción de la demanda de gas del mercado interno. En él se establecen los mecanismos para asegurar el abastecimiento de gas por los volúmenes comprometidos por los Productores en el Acuerdo 2007-2011 y por los faltantes de gas para los casos en que la demanda interna supere los volúmenes comprometidos.

Dado que esta resolución modifica sustancialmente las condiciones estipuladas en la Licencia para la adquisición de gas a los productores, atribuyendo a la SE la potestad de ser quien define las condiciones de la provisión de gas, la Sociedad ha puesto oportunamente en conocimiento del ENARGAS y de la SE sus observaciones al respecto.

En este contexto, con fecha 30/09/2010 el ENARGAS notificó a la Sociedad la **Resolución ENARGAS N° I-1410/2010**, cuyo objeto es complementar las pautas de despacho vigentes ante el escenario de demanda y capacidad de transporte superiores a la oferta de gas natural y preservar la operación de los sistemas de transporte y distribución privilegiando el consumo de la demanda prioritaria.

A la fecha del presente documento, el abastecimiento de gas natural a las distribuidoras, responsables de cubrir la demanda prioritaria opera totalmente bajo el esquema de solicitud, confirmación y re-direccionamientos de gas previstos en la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010, y ello en virtud de que no fue posible formalizar acuerdos entre productores y distribuidoras. En este contexto la Sociedad no registra acuerdos vigentes con productores de gas, ya que ningún productor compromete las cantidades requeridas ante la incertidumbre de disponibilidad efectiva de los volúmenes y de los precios aplicables.

Con fecha 29/12/11, ante el inminente vencimiento (al 31/12/11) del Acuerdo 2007-2011, la SE emitió la Resolución SE N° 172/2011 (publicada en el Boletín Oficial el 05/01/12) que extiende temporalmente las reglas de asignación y demás criterios fijados por la Resolución SE N° 599/2007, para la configuración de las obligaciones de suministro de gas natural oportunamente establecidas en el marco del Acuerdo 2007-2011, hasta que se produzca el dictado de las medidas que las reemplacen.

- En el marco de la **Resolución ENARGAS N° 1.410/2010** y del PET (Programa de Energía Total), mediante **Nota ENRG N° 05298** del 13/06/13 se instruyó a las Transportistas que el desbalance semanal que generen las Distribuidoras por la demanda prioritaria sea cubierto mediante transferencia del gas inyectado por Energía Argentina S.A. (“ENARSA”) al sistema nacional de transporte, en su calidad de Proveedor de Última Instancia. Dicha medida no debería tener impacto económico para la Sociedad en virtud de que el gas de ENARSA sería a los precios vigentes para el gas correspondiente a la demanda prioritaria.
- Desde el invierno 2008 el Gobierno Nacional ha implementado un despacho energético unificado (gas y energía eléctrica), a cargo de la Subsecretaría de Planificación y Control de Gestión del Ministerio de Planificación (“SPCG”), con la participación del ENARGAS y las transportistas, que define el nivel de restricción necesario en función de la proyección de demanda y la oferta disponible. En virtud de la Resolución ENARGAS N° I-1410/2010 y a partir de su implementación, debería asegurarse la disponibilidad de todo el gas para el consumo prioritario, lo que debería evitar que se vuelvan a producir desbalances de distribuidoras por faltantes de gas para este segmento. Adicionalmente la resolución otorga atributos al ENARGAS como Autoridad concentradora de las decisiones pertinentes al despacho de gas, transporte y distribución.
- El 01/10/08 por **Resolución SE N° 1.070/2008** se ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscripto el 19/09/2008” (“Acuerdo Complementario”). Dicho acuerdo, que complementa lo dispuesto en el Acuerdo 2007-2011, tiene como objetivo: (i) reestructurar los precios del gas en boca de pozo a partir del 01/09/08, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1° a 3° escalón; y R3 -1° a 4° escalón-) conforme la **Resolución ENARGAS N° I/409/2008**, excluyendo del aumento a los clientes residenciales pertenecientes a las tres subcategorías de menor consumo anual; y (ii) destinar una parte del incremento a percibir por los Productores que suscriban el acuerdo a financiar el Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** para el subsidio del precio de las garrafas de uso domiciliario para consumidores de Gas Licuado de Petróleo (“GLP”) de bajos recursos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/451/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 16/12/08 se emitió la **Resolución SE N° 1.417/2008** del 16/12/08, en el marco del Acuerdo Complementario con los Productores de Gas ratificado por la **Resolución SE N° 1.070/2008**, que implica nuevos aumentos de precios del gas para los distintos segmentos de la categoría residencial de mayor consumo (R3). Este incremento del precio del gas es asignable exclusivamente al productor, mientras que el aumento previsto en la Resolución SE N° 1.070/2008 es asignable al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**.

Por aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I/568/2008** estos incrementos en el precio del gas natural fueron trasladados a la tarifa final de los usuarios.

- Con fecha 08/03/12 se emitió la **Resolución SE N° 55/2012** donde se ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas (“A3”), que tiene por objeto prorrogar desde el 01/01/12 y hasta el 31/12/12 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.

Teniendo en cuenta que existen productores de gas natural que no han firmado la addenda A3 (entre los cuales se encontraba YPF S.A.), dicha Resolución establece que (i) los productores no firmantes del Acuerdo Complementario tendrán la primera prioridad en el abastecimiento con destino a las Categorías de usuarios sin incremento de precios (R1; R2-1; R2-2, y SDB); y (ii) con el objetivo de mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020**, las Distribuidoras deberán suplir los aportes que los productores no firmantes dejan de realizar a dicho fondo, en el caso en que sus entregas de gas excedan las categorías sin aumento.

Se destaca que con relación a esta resolución, YPF S.A. ha formulado reservas de derecho de reclamar a la Sociedad las diferencias de precio que se resuelvan en las instancias administrativas y/o judiciales.

- Con fecha 20/03/12 el ENARGAS emitió la **Resolución N° I-2.087/2012**, en el marco de la **Resolución SE N° 55/2012**, que establece un procedimiento para (i) asignar los volúmenes entregados entre los productores firmantes y no firmantes del Acuerdo Complementario; y (ii) que las Distribuidoras ingresen en forma directa al Fondo Fiduciario creado por la **Ley N° 26.020** las sumas necesarias para mantener el equilibrio respecto de los aportes de los Productores a dicho fondo.
- La Sociedad ha requerido formalmente al ENARGAS que se aclaren o resuelvan cuestiones de forma y de fondo que imposibilitan el cumplimiento de las pautas establecidas en la **Resolución ENARGAS N° I-2.087/2012**.
- Con fecha 02/05/12 la Sociedad fue notificada, mediante Nota del ENARGAS N° I-4.926 de fecha 25/04/12, que YPF S.A., en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la addenda A3 mediante un acuerdo individual suscripto entre esa empresa y la SE con fecha 19/04/12, según lo informado por la SE en su Nota SE N° 2.323 del 23/04/12. En virtud de la fecha del acuerdo individual mencionado, los efectos de la addenda A3 tendrán vigencia para YPF S.A. para las entregas de gas que se producen desde el 01/04/12 hasta el 31/12/12. Si bien por los periodos posteriores la SE no comunicó formalmente ninguna prórroga al A3, en los hechos se sigue operando bajo los criterios del mismo y en ámbito de la Resolución ENARGAS N° 1.410/2010.
- Con fecha 12/06/12 se emitió la **Resolución SE N° 277/2012** donde se aprueban la primera y la segunda Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que prorrogaron desde el 01/01/10 hasta el 31/12/11 los términos y condiciones del Acuerdo Complementario.
- El 27/11/08 se publicó el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, por medio del cual se creó el Fondo Fiduciario para atender las importaciones de gas natural y toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales. Posteriormente, la **Resolución MPFIPyS N° 1.451/2008** reglamentó dicho decreto e instruyó al ENARGAS para que determinase el valor de dichos cargos, lo que realizó finalmente mediante la **Resolución ENARGAS N° I/563/2008** del 15/12/08. El MPFIPyS excluyó del pago de dichos cargos a los siguientes clientes: Subcategorías Residenciales R1, R2, Subdistribuidores, Servicio General P1 y P2, Clientes Servicio General P3 que no se compran el gas, GNC y las Centrales de Generación Eléctrica. Por **Resolución ENARGAS N° I/730/2009** del 27/04/09 se exceptuó del pago del cargo correspondiente a este Fondo Fiduciario a los usuarios residenciales R3 1° escalón de las provincias de Mendoza, San Juan y San Luis, entre otras jurisdicciones. Con fecha 04/06/09 la Sociedad fue notificada de la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009** por la que se extiende la excepción del pago de este Fondo



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Fiduciario a todos los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° del país entre el 01/05/09 y 31/08/09, al tiempo que se estableció adicionalmente la misma condición para los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la **Resolución ENARGAS N° I/730/2009**. La Sociedad actúa en nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de acuerdo a la normativa emitida por las autoridades competentes.

El 18/08/09 se publicó la **Resolución ENARGAS N° I/828/2009** por la que se instruyó a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución, mediante un procedimiento en particular, a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones pertinentes a la reposición del cargo del **Decreto PEN N° 2.067/2008** percibido que correspondan a favor de sus usuarios con el debido proceso administrativo. Además se determinó, a solicitud del MPFIPyS, lo siguiente: (i) extender hasta el 30/09/09 el plazo establecido por la **Resolución ENARGAS N° I/768/2009**; (ii) dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el periodo comprendido entre los meses de junio y julio de 2009, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados; y (iii) establecer una bonificación equivalente al 70% del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el periodo comprendido entre los meses de agosto y setiembre de 2009. Estas disposiciones generaron un extraordinario incremento de las consultas y reclamos de clientes, modificaciones importantes en los sistemas de facturación y cobranzas, refacturaciones para corregir las facturas emitidas conforme a disposiciones vigentes al momento de ejecutarse el proceso, y extensiones en los plazos de cobranzas, afectándose en consecuencia el desenvolvimiento habitual de las operaciones administrativas de la Sociedad y los costos operativos y financieros.

- Por **Resolución ENARGAS N° I/1.179/2010** del 29/04/10 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1.707/2011** del 26/04/11 para el año 2011, por **Resolución N° I-2.200/2012** del 05/06/12 para el año 2012, y por **Resolución ENARGAS N° I-2.603/2013** del 18/06/13, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2.067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la Resolución ENARGAS N° I/730/2009. La medida aplicó a partir del 1° de mayo para los consumos de gas verificados entre esa fecha y el 30 de setiembre. Adicionalmente, se estableció una bonificación del 100% a los usuarios residenciales durante el periodo de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el periodo de consumo de los meses de agosto y setiembre. De estos beneficios quedan exceptuados los usuarios que hayan renunciado voluntariamente al subsidio del Estado Nacional y aquellos que hubieran sido alcanzados por la eliminación o quita de los subsidios en función de la Disposición Conjunta SSC y CG N° 207 y SSP N° 714 del 03/11/11, concordantes y complementarias. Se estableció, además, que las bonificaciones implementadas deben aplicarse sobre el monto anualizado del cargo neto de subsidio correspondiente a las facturas de los periodos mencionados.

Mediante **Resolución ENARGAS N° I/1.993/2011** del 25/12/11 y conforme la Providencia MPFIPyS N° 2.780, de fecha 25/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios residenciales comprendidos en ciertas zonas geográficas que la misma resolución establece, y a los usuarios residenciales comprendidos en countries, barrios cerrados, clubes de campo y clubes de chacras, a nivel nacional, el Cargo Decreto N° 2.067/2008 en forma completa, según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011. Asimismo, se instruye a las Licenciatarias a poner a disposición de los usuarios que soliciten el mantenimiento del subsidio, el Formulario de "Declaración Jurada de la necesidad del subsidio" que la resolución dispone en un segundo anexo.

Asimismo, por la **Resolución ENARGAS N° I/1.982/2011**, luego complementada por la Resolución **ENARGAS N° I/1.991/2011** del 24/11/11, el ENARGAS instruyó a las Licenciatarias a aplicar el Cargo **Decreto N° 2.067/2008** en forma completa según los valores del Anexo I de la Res. ENRG N° I/1.982/2011, a los consumos registrados a partir del 01/01/12 de los usuarios no residenciales cuya actividad principal o secundaria desarrollada en el punto de suministro sea: (i) extracción de minerales, petróleo crudo y gas natural, (ii) servicios para la aeronavegación, (iii) servicios de telecomunicaciones, (iv) servicios de banca y financieros, (v) servicios relacionados a juegos de azar y apuestas, (vi) refinación de petróleo, (vii) procesamiento de gas natural, (viii) elaboración de aceites y grasas vegetales y biocombustibles, (ix) agroquímicos.

Por la **Disposición Conjunta N° 216/2011 y 733/2011** de la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión ("SCCG") y la Subsecretaría de Presupuesto ("SP") se establece el "Registro de Renuncia Voluntaria al Subsidio" aprobándose el respectivo formulario, como así también la declaración jurada sobre la necesidad del subsidio, la nota de finalización del trámite de renuncia, y el modelo de factura de servicios.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- El cargo adicional creado por el **Decreto PEN N° 2.067/2008**, y reglamentado por sucesivas resoluciones del ENARGAS, ha sido aplicado sólo a parte de los usuarios con domicilio en el área de servicio de la Sociedad, como consecuencia del cumplimiento de resoluciones judiciales de los tribunales federales que limitaron su facturación. Estas resoluciones se informan seguidamente:

(i) En el transcurso de 2009, la Sociedad ha sido notificada de medidas cautelares dispuestas por los Juzgados federales de Mendoza, San Rafael, y San Luis -en el marco de acciones de amparo y declarativas de inconstitucionalidad- respecto de las normas emitidas con pretensión de cobro de los cargos específicos destinados al repago de obras de ampliación de gasoductos pertenecientes al sistema de TGN SA y de adquisiciones de gas. Los fallos suspenden la aplicación de los cargos adicionales, en algunos casos con efectos limitados a la facturación del servicio a las sociedades actoras y en otros con efectos colectivos, a los usuarios residenciales y/o de todas las categorías comprendidos en la jurisdicción territorial de cada tribunal. La normativa suspendida en su aplicación es según cada caso, el Decreto PEN N° 2.067/2008, las resoluciones del MPFIPyS N° 2.008/2006 y N° 1.451/2008, y las resoluciones ENARGAS N° 3.689/2007, N° 563/2008, N° I/615/2009, N° 466/2008 y N° 449/2008.

Las medidas precautorias establecen según el caso la no aplicación de los cargos adicionales a la facturación, o la opción a favor del usuario de seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro.

(ii) El 10/09/09 la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió como medida cautelar presentada por el Defensor del Pueblo de la Nación, que los usuarios afectados por el Decreto PEN N° 2.067/2008 y normas complementarias, pueden seguir pagando sus facturas de acuerdo con el régimen tarifario anterior al dictado de dichas normas, con el carácter de pago a cuenta, sin que ello pueda ser causal de suspensión, interrupción o corte del suministro. El 21/09/09 el ENARGAS informó esta medida a la Sociedad mediante Nota ENRG N° 11.821.

(iii) Con fecha 26/09/11 el Juez Federal Subrogante de San Rafael, en los autos caratulados “Fiscal de Estado Provincia de Mendoza contra Estado Nacional, Enargas y Ecogas”, y su acumulado “Cámara de Comercio, Industria y Agropecuaria de San Rafael y Federación de Uniones Vecinales de San Rafael”, por amparo contra las disposiciones del Decreto PEN N° 2.067/2008, resolvió rechazar los planteos de incompetencia y oposición a la acumulación de los procesos que habían sido interpuestos por el co-demandado Estado Nacional. La causa proseguirá su trámite para la resolución sobre el fondo de la cuestión.

- El 07/05/12 se publicó la **Ley N° 26.741** que declara de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos. También se crea el Consejo Federal de Hidrocarburos, y se declara de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del patrimonio de YPF S.A. y Repsol YPF Gas S.A.

El 27/07/12 se publicó el **Decreto PEN N° 1.277/12** que reglamenta la Ley N° 26741, y crea la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, en la órbita de la Secretaría de Política Económica y Planificación del Desarrollo, del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, que elaborará anualmente el Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, y crea el Registro Nacional de esas inversiones.

- Desde 1998 se viene registrando una declinación permanente de la producción de gas natural de los yacimientos de Cerro Mollar y Puesto Rojas, que han abastecido históricamente a la localidad de Malargüe. Esta situación originó constantes acciones por parte de esta Licenciataria a los fines de mantener la continuidad del servicio público, tales como la conversión parcial de las redes de distribución a GLP, y posteriormente la instalación de una planta de propano aire, sistema mediante el cual actualmente se abastece exclusivamente con GLP vaporizado y vaporizado indiluido a la totalidad de los clientes (Residenciales, Comerciales, Industrias y Hotelería), con excepción de la estación de carga de GNC, único cliente que, en condición interrumpible, continúa siendo abastecido mediante el gas natural proveniente de los citados yacimientos .



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En lo que respecta a las fuentes de abastecimiento de gas natural, el sistema de producción cuenta con una planta de deshidratación y compresión, la cual, durante la gestión de Gas del Estado SE (“GdE”), y hasta 1996, fue operada por distintas empresas productoras locales por tratarse de una actividad inherente a la etapa primaria de la industria (producción, captación y tratamiento de gas) de responsabilidad de las empresas petroleras.

Dicha instalación no integró los activos transferidos a la Sociedad; el contrato de operación entre GdE y el productor no fue cedido a la Sociedad; y el costo correspondiente a la operación y el mantenimiento no fue contemplado en las tarifas de distribución aplicables a la subzona Malargüe.

Ante la sensible reducción de los volúmenes de gas natural entregados por este yacimiento y por haberse tornado totalmente ineficiente tanto técnica como económicamente la operación de la planta compresora para estos caudales, se notificó a la estación de GNC que a partir del 30/04/07 la Sociedad cesaba la operación de dicha planta y consecuentemente no continuaría con el transporte y la distribución del gas natural a la estación de GNC. El ENARGAS, a pesar de reconocer el derecho de la Sociedad a la compensación por los mayores costos de operación y mantenimiento de la planta compresora de Cerro Mollar, intimó a la Sociedad a mantener la plena continuidad del servicio licenciado, bajo apercibimiento de iniciar el procedimiento sancionatorio que el eventual incumplimiento pudiere generar. La Sociedad interpuso un Recurso de Reconsideración. En cumplimiento de dicha intimación la Sociedad ha continuado realizando las operaciones de tratamiento y compresión del gas, como así también su posterior distribución a la estación de carga de GNC. Dado que el ENARGAS ha reconocido el derecho a la compensación de los mayores costos de operación y mantenimiento de dicha planta, la Sociedad requirió que se dispongan los trámites comprometidos que se encuentren pendientes; reservándose el derecho de adoptar las medidas que resulten necesarias para impedir el agravamiento de los daños resultantes a su patrimonio.

Luego, el 05/07/07 el ENARGAS comunicó a la Sociedad su **Resolución N° 030/2007** del 29/06/07, por la que desestima el Recurso de Reconsideración interpuesto por la Sociedad. En los considerandos de esta resolución se destaca que “...el hecho de no haberse realizado hasta el momento ninguna Revisión Tarifaria Integral (“RTI”) no invalida la afirmación de que el ámbito propicio para el eventual reconocimiento de los gastos incurridos por la operación y mantenimiento de la Planta sea el de una RTI...” y que “...la realización de la RTI de Cuyana se encuentra supeditada a la culminación exitosa de la renegociación en curso que se desarrolla entre esa Distribuidora y la UNIREN, trámite éste que en esta instancia se encuentra fuera de la esfera de responsabilidad del ENARGAS...”.

El 20/09/07 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”). Mediante sentencia del 12/05/11 el tribunal resolvió ese recurso pronunciándose sobre el acuerdo de la renegociación, particularmente sobre el ajuste de tarifas, y establece que “se evidencia una situación de demora administrativa cuyo pronto despacho corresponde ordenar”, y que “corresponde otorgar un plazo de 60 días hábiles administrativos a fin de que la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPFIPyS tome la intervención que le compete. Cumplido ello se procederá a devolver las actuaciones al ENARGAS quien luego de verificar el cumplimiento de los recaudos establecidos en el Acuerdo Transitorio mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el Régimen Tarifario de Transición previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El ENARGAS ha presentado un Recurso Extraordinario Federal. A su vez, el MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado que la Sociedad ha contestado el 13/10/11. El tribunal rechazó el referido pedido de nulidad. En contra de dicha resolución el MPFIPyS interpuso recurso extraordinario. Los recursos extraordinarios del ENARGAS y del MPFIPyS fueron rechazados. Ambos organismos interpusieron recurso de queja ante la CSJN. Mediante sentencia del 14/02/13 la CSJN en autos “Recurso de hecho deducido por el Estado Nacional – Ministerio de Planificación Federal Inversión Pública y Servicios en la causa Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS (Exp. 12142/07)” resolvió dejar sin efecto el acto que denegó el recurso extraordinario del MPFIPyS debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. Cumplido el trámite ordenado por la CSJN en cuanto al traslado, mediante sentencia del 06/06/13 la CNACAF (Sala II) resolvió “denegar el recurso extraordinario interpuesto por el Estado Nacional – MPFIPyS, con costas”. En contra de tal denegatoria, con fecha 26/06/13 el MPFIPyS interpuso Recurso de Queja, el cual está actualmente ante la CSJN pendiente de resolución juntamente con el Recurso de Queja oportunamente interpuesto por el ENARGAS.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Con relación al abastecimiento propiamente dicho de GLP en la subzona Malargüe, se continuó operando con normalidad la planta de inyección de propano indiluido para la sustitución de volúmenes de gas natural, como solución al problema de la creciente declinación de los pozos productores de gas que abastecen a la localidad. Por Ley N° 26.019 del 02/03/05 se dispuso una prórroga por 10 años del Acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido. Dicho acuerdo de abastecimiento tiene por objeto asegurar la estabilidad de las condiciones de tal abastecimiento en las redes actualmente en funcionamiento en todo el territorio de la República Argentina, que se encuentren debidamente registradas por la Autoridad Regulatoria, como consecuencia del comportamiento del precio internacional del gas propano -referente básico del precio mayorista interno- y el precio de ese producto incorporado en las tarifas de distribución de gas por redes aprobadas por el ENARGAS.

Hasta el mes de junio de 2012 los productores estaban asignando las cantidades confirmadas por el ENARGAS, coincidentes con las solicitadas por la Sociedad y que surgen del Acuerdo de Abastecimiento de GLP entre productores y la SE para el periodo mayo 2010–abril 2011. Para julio de 2012 los productores confirmaron para dicho mes solo las cantidades solicitadas oportunamente por la Sociedad para la demanda prioritaria, no así las cantidades correspondientes al abastecimiento de los servicios SGP3, aspecto este último que fue debidamente reclamado por la Sociedad. A partir de agosto de 2012 los productores comenzaron a confirmar las cantidades mensuales oportunamente solicitadas por la Sociedad para la demanda prioritaria y los servicios SGP3.

Desde octubre de 2003 la Sociedad comenzó a percibir el subsidio establecido por el Art. 75 de la Ley N° 25.565, para financiar las compensaciones tarifarias por la aplicación de tarifas diferenciales a los consumos residenciales y de GLP del Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza, entre otras regiones consideradas por la disposición.

- Hasta el mes de junio de 2013 los productores estaban asignando las cantidades efectivamente consumidas por Malargüe en igual periodo del año 2012. A partir de julio de 2013 entró en vigencia una nueva prórroga del acuerdo. Para ambos casos las cantidades asignadas han resultado suficientes para el abastecimiento hasta el 31/12/13.
- Por **Resolución ENARGAS N° I-2.621**, del 10/07/13, se dispuso que las Distribuidoras facturen por cuenta y orden de ENARSA los volúmenes de gas que, como consecuencia de la aplicación del “Mecanismo de Asignación de GNC”, fueran asignados a partir de junio de 2013 por cada licenciataria a ENARSA para el abastecimiento a las estaciones de GNC, y cuyo precio fuera establecido por la Resolución SE N° 1.445/2012. En materia de gastos derivados de la operatoria, mediante acuerdo con ENARSA la Sociedad logra la neutralidad económica requerida por la citada resolución del ENARGAS.

Los clientes

- En el contexto de las previsiones contenidas en el Marco Regulatorio, ante los nuevos requerimientos de clientes que solicitan conectarse al servicio en aquellas zonas en donde resulta necesario repotenciar la infraestructura para el abastecimiento de gas, se solicita a los mismos el financiamiento de los refuerzos necesarios como condición imprescindible para otorgar la factibilidad.
- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2013, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de unbundling de gas y disponibilidad de transporte y distribución, particularmente en el marco de los **Decretos PEN N° 180 y 181** de 2004, de las **Resoluciones SE N° 752/2005, SE N° 2.020/2005, SE N° 275/2006, ENRG N° 1.410/2010**, y normativa complementaria.
- 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 desde el año 2004 con la postergación temporaria del otorgamiento de factibilidades para clientes GNC Firmes y SGP con consumos superiores a 108.000 m³/año (3° escalón), y nuevas disponibilidades o ampliaciones de consumo para grandes usuarios industriales y servicios SGG, salvo que los mismos aseguren contar con equipos duales u otra fuente alternativa de abastecimiento que les permitan acatar las restricciones en el periodo invernal. Estas situaciones han sido informadas al ENARGAS.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

	<u>31/12/13</u>	<u>31/12/12</u>
Activo corriente	196.557	155.079
Activo no corriente	499.133	495.960
Total del activo	<u>695.690</u>	<u>651.039</u>
Pasivo corriente	108.426	78.463
Pasivo no corriente	99.831	94.704
Total del pasivo	<u>208.257</u>	<u>173.167</u>
Patrimonio total	<u>487.433</u>	<u>477.872</u>
Total del pasivo más patrimonio	<u>695.690</u>	<u>651.039</u>

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

	<u>31/12/13</u>	<u>31/12/12</u>
Resultado operativo – Ganancia	27.368	164
Resultados financieros - Ganancia	25.194	14.329
Resultado neto del ejercicio de operaciones que continúan, antes del impuesto a las ganancias - Ganancia	<u>52.562</u>	<u>14.493</u>
Impuesto a las ganancias	(20.472)	(6.508)
Resultado neto del ejercicio - Ganancia	<u>32.090</u>	<u>7.985</u>
Ganancia / (Pérdida) por activos financieros disponibles para la venta	92	(412)
Efecto en el impuesto a las ganancias	(32)	144
Resultado neto integral del ejercicio - Ganancia	<u>32.150</u>	<u>7.717</u>

4) Estructura del flujo del efectivo comparativa (en miles de pesos):

	<u>31/12/13</u>	<u>31/12/12</u>
Fondos generados por las actividades operativas	64.344	16.414
Fondos aplicados a las actividades de inversión	(24.946)	(17.175)
Fondos aplicados a las actividades de financiación	(22.589)	(2.748)
Total de fondos generados (aplicados) durante el ejercicio	<u>16.809</u>	<u>(3.509)</u>

5) Datos estadísticos:

	<u>31/12/13</u>	<u>31/12/12</u>
Volúmenes operados (millones de m ³)	2.647	2.476
Ingresos por ventas (miles de pesos)	348.356	266.354
Costo del gas (miles de pesos)	204.581	181.301

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/14
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

6) Índices:	31/12/13	31/12/12
Liquidez ¹	1,81	1,98
Liquidez inmediata ²	1,78	1,94
Solvencia ³	2,34	2,76
Endeudamiento ⁴	0,43	0,36
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,70	0,73
Inmovilización del capital ⁵	0,72	0,76
Rentabilidad ⁶	0,07	0,02
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,42	1,36
Rotación de activos ⁸	0,50	0,41
Rotación de inventarios ⁹	1,58	1,46

Las cifras expuestas en miles de pesos surgen de los Estados Financieros de publicación al 31/12/13. Respecto de las bases de presentación de dicha información ver Nota 2 a los Estados Financieros indicados. En particular, la Nota 2.5.4. "Explicación de la transición a las NIIF" expone las conciliaciones de patrimonio y resultados para la determinación del impacto cuantitativo del cambio a NIIF.

7) Comparación analítica de resultados:

- El resultado operativo ordinario al 31/12/13 (utilidad de \$27,3 millones) acusa una diferencia positiva de \$24,5 millones con respecto al 31/12/12 (ganancia de \$0,2 millones), explicada por un incremento registrado en las ventas netas de mayor proporción que el verificado en el costo de ventas y los gastos entre ambos ejercicios. Esto implica un cambio favorable, aunque sigue siendo relevante su diferencia -pérdida- de \$50 millones (como consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y del incremento de precios sufrido en todos estos años) con relación a la utilidad al cierre del ejercicio 2011 (\$77,4 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y el proceso inflacionario derivado.
- El resultado neto del ejercicio cerrado al 31/12/13 es una utilidad de \$32,2 millones, lo que implica alcanzar una diferencia -utilidad- de \$24,5 millones con respecto a la ganancia registrada al 31/12/12 de \$7,7 millones.

El mayor impacto entre ambos resultados está dado por el efecto neto entre:

- (i) el aumento de 30,8% en las ventas en pesos con respecto al 31/12/12, originado conjuntamente y con distintos efectos, por un aumento de 6,9% en el volumen de gas operado entre ambos periodos, el incremento interanual del número de clientes (2,26%); por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes (4,7% más de venta en volumen a la demanda prioritaria, 9,2% en las ventas a grandes usuarios y 13,4% de las usinas); y por una participación de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 en el total de ingresos por ventas del ejercicio de aproximadamente 20,1%;
- (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y de comercialización, que en conjunto aumentaron 18,4% al 31/12/13 respecto del 31/12/12. El costo de ventas creció 13%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 9,6% en el costo de la compra de gas; una demanda prioritaria, de grandes usuarios y de usinas, mayor que la registrada en el año 2012; el aumento de 21,4% en los gastos de distribución y de 4,2% en el costo de transporte. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 29,5%, principalmente por los aumentos en el costo laboral, en los precios de bienes y servicios, y en tasas, que también afectaron a los gastos de distribución, así como los gastos de facturación y cobranzas;

¹ Fórmula: Activo corriente / Pasivo corriente.

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

³ Fórmula: Patrimonio neto total / Pasivo total.

⁴ Fórmula: Pasivo total / Patrimonio neto total.

⁵ Fórmula: Activo no corriente / Activo total.

⁶ Fórmula: Resultado neto del periodo o del ejercicio (no incluye Otros Resultados Integrales) / Patrimonio total promedio.

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

⁸ Fórmula: Ventas / Activo.

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/14
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- (iii) una disminución de \$4,7 millones al 31/12/13 en los otros ingresos operativos netos con respecto al 31/12/12 como consecuencia principalmente, por el efecto neto entre la disminución de los ingresos varios por \$3,1 millón (menor recupero de provisiones -\$1,5 millones-, una diferencia favorable en el resultado venta de bienes de uso de casi \$0,4 millón, una disminución de otros resultados por \$1,5 millones y una disminución en los intereses ganados de \$0,5 millón); y el aumento de los egresos varios por \$1,6 millones;
- (iv) la mayor ganancia neta entre los costos y los ingresos financieros obtenidos al 31/12/13 de \$10,9 millones, un 75,8% respecto de los correspondientes al 31/12/12, como consecuencia de un aumento de más de \$2,5 millones en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; un aumento de casi \$1,2 millones de los resultados por tenencia; y principalmente, por la mayor ganancia neta de \$7,2 millones entre las diferencias de cotización activas (derivada básicamente de las ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/12/13 que si bien disminuyeron en 7,6% con respecto al 31/12/12, su valuación dependió de distintos diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/12/13 de \$6,481 por U\$\$, frente a \$4,878 por U\$\$ al 31/12/12, versus \$4,264 al 31/12/11; y
- (v) la diferencia –pérdida– de \$14,1 millones entre el cargo por el impuesto a las ganancias al cierre del ejercicio anual 2013 de casi \$20,5 millones respecto del impuesto devengado por el ejercicio 2012 (\$6,4 millones), resultante de la diferente composición de las bases imponibles.

8) Perspectivas:

- **Para el primer trimestre del año 2014 se prevé:**

La gestión

- Iniciar la ejecución, conforme la política comercial proyectada, de los programas anuales técnicos y comerciales en los centros operativos y de atención al cliente y en las agencias, priorizando el resguardo de la calidad y los niveles de seguridad en la prestación del servicio.
- Dar comienzo a los programas anuales respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también los relativos a la búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, de supervisión técnica de las instalaciones y actividades de los Subdistribuidores, y de inspección de instalaciones internas y obras.
- Planificar y desarrollar las nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas-informáticas previstas para el ejercicio 2014 o que se susciten en su transcurso, como parte del proceso de control interno. Cumplir con los objetivos establecidos en el Programa denominado Meta 2015, concebido en el marco de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia.
- La ejecución del Programa Meta 2015 prevé continuar con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos –en especial, con la unificación de estructura y funciones en las áreas operativas, estableciendo el plan de trabajo de los proyectos y la definición de las mejores prácticas para las áreas restantes–; concluir con la definición de una nueva arquitectura para aplicaciones; continuar con las modificaciones al sistema comercial por cambios en materia regulatoria; con el proyecto de modernización y mejoras de la infraestructura de TI; la implementación de los módulos de Gestión del Capital Humano (“HCM”) de SAP, en particular el relativo a presupuestación y control; con el plan de eficiencia en el centro de cómputos, entre otros objetivos del sector de tecnología de la información; con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad, además de la digitalización y armado de bases de datos para simulación de redes y centralización de dato operativos. Asimismo, bajo el concepto de promover sinergias entre ambas distribuidoras, se prevé contratar a empresas especializadas en el mantenimiento de edificios, instalaciones eléctricas, de cableado estructurado y automotores y se realizará una capacitación en la generación y carga de requerimientos en la aplicación SAP para todos los usuarios. Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se prevé avanzar con el monitoreo de la implementación del Sistema Integrado de Gestión (SIGSSA) y los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan la certificación de las normas internacionales OHSAS 18.001 e ISO 14.001.
- Aplicar las condiciones convencionales y salariales pactadas hasta el 30/04/14, en el marco del Convenio Colectivo de Trabajo vigente y de las adendas firmadas.
- Iniciar la ejecución del programa anual de capacitación en todos los niveles de la organización, elaborado sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión aproximada de 10.600 horas/hombre.
- Continuar con la política del estudio permanente de la evolución de los mercados financieros internos e internacionales, y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.

Las inversiones

- Desarrollar el programa de inversiones necesarias con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones pautadas en la Licencia, con sujeción a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Asimismo, en el marco del Programa de Fideicomisos de Gas y también en particular con la aplicación de la Resolución ENARGAS I-2.407/2012 con el programa FFA FOCEGAS, o mediante gestiones directas con los Gobiernos Provinciales y Autoridades Nacionales, se continuará buscando potenciar y ampliar el sistema de distribución de gas mediante inversiones a cargo de terceros interesados.

Entre otras inversiones, se proseguirá con las obras de adecuación de instalaciones de la Planta de GLP Malargüe; renovación de equipos odorizadores; interconexión de redes de media y baja presión; se realizarán trabajos de digitación de planos y armado de base de datos y gráfica de simulación de redes; y se adquirirá equipamiento para distintos sectores.

- Con relación a la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 y concordante, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos, habiéndose presentado el Plan de Obras 2014 de la Sociedad al iniciar el año.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

- Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.

Las tarifas

- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Realizar las presentaciones al ENARGAS respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas, en los costos y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El gas

- Continuar las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.

Los clientes

- Dar continuidad al estudio de las posibilidades de satisfacer los pedidos de nuevos suministros y/o ampliaciones de capacidad firme sin comprometer el sistema ni la demanda ininterrumpible, postergando el otorgamiento de nuevos proyectos y factibilidades técnicas de futuros clientes, en la medida que se observen restricciones y no se resuelva el faltante de capacidad de transporte ni se asegure la disponibilidad de gas, conforme las disposiciones del Decreto N° 181/2004 y complementarias.

• Para el resto del año 2014 se prevé:

La gestión

- Continuar con el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos y de atención al cliente y en las agencias, previstos para el año, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
- Proseguir con las tareas programadas para el año 2014 respecto del mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también con los programas de búsqueda y reparación de fugas, de control y verificación de estaciones de GNC, de supervisión técnica de los Subdistribuidores, y de inspección de instalaciones internas y obras.
- Cumplir el programa de actualización y desarrollo de procedimientos y manuales de gestión; controles internos y mejoras de procesos; actualización e implementación de cambios en la estructura de la Sociedad; y la administración de la seguridad de los sistemas informáticos, en el marco de un modelo de organización, gestión y control con objetivos de mejora permanente en el cual se ha concebido el Programa Meta 2015. Continuar con la implementación de los módulos de Gestión del Capital Humano (“HCM”) de SAP, en particular en el relativo a presupuestación y control; con la instalación de hardware de avanzada y de software bajo nuevas licencias que contribuirá a modernizar la forma de trabajo en los distintos puestos; y con la etapa de migración de aplicaciones hacia la nueva arquitectura definida. También se dará continuidad, entre otros objetivos, a los proyectos de eficiencia de corto plazo en el ámbito de la tecnología de información -en particular el de optimización del centro de cómputos-; al tiempo que se seguirá con el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se prevé alcanzar la certificación de normas internacionales en materia de cuidado de la Salud, la Seguridad de las personas y del Medio Ambiente (OHSAS 18.001 e ISO 14.001), involucrando recursos tanto monetarios como personales, tendientes a lograr una superación en el cumplimiento diario de las actividades de nuestros trabajadores y contratistas, involucrando a las partes interesadas.
- Aplicar las condiciones convencionales y salariales que se pacten en la negociación del segundo trimestre.
- Concretar el programa de capacitación 2014 previsto para todos los niveles de la organización.
- Estudiar permanentemente la evolución de los mercados financieros internos e internacionales y de las posibilidades de obtención de fondos que la Sociedad pueda requerir, dentro del marco de una política prudente en la medición del riesgo y en la evaluación de las condiciones exigidas por las entidades financieras.
- Cumplimentar al cierre del ejercicio todas las etapas que correspondan a los proyectos definidos en el Programa Meta 2015.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Las inversiones

Llevar a cabo las actividades relativas al programa 2014 de inversiones operativas y otras menores, con el objetivo de sostener el normal y seguro abastecimiento de gas en las condiciones establecidas en la Licencia, sujetas a un estricto cumplimiento de pautas preestablecidas de austeridad en la aplicación de recursos y de preferencia por la seguridad, continuidad y control del sistema de distribución. Entre otras inversiones, se llevarán a cabo obras de renovación de redes y servicios en San Juan; interconexiones de redes de media y baja presión; adecuaciones de equipos odorizadores y de las instalaciones de la Planta de GLP de Malargüe; mejoras en el sistema de calefacción e incorporación de plataformas en las cámaras reguladoras; monitoreo del sistema de distribución a distancia; construcción de la planta reguladora El Trapiche y acondicionamiento de otras; en materia de protección catódica, instalación de equipos rectificadores, probetas de corrosión y renovación de dispersores; se realizarán trabajos de digitación de planos y armado de base de datos y gráfica de simulación de redes; y se efectuarán inversiones menores en equipamiento.

- Continuar con las gestiones iniciadas ante la SE, el ENARGAS y/o los Gobiernos Provinciales para incluir la ejecución de las obras de distribución propuestas para satisfacer el crecimiento de la demanda en el área licenciada dentro de los Programas de Fideicomisos de Gas y/o acuerdos específicos.
- En el marco de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012 y concordante, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos.

La emergencia y la renegociación del Contrato de Licencia dispuesta por el Estado Nacional

Conforme lo resuelto en la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas celebrada el 15/11/11, la Sociedad continuará con las acciones o gestiones tendientes a reclamar al Estado Nacional el cumplimiento del AT y del AA, según las circunstancias en cada momento. Asimismo, la Sociedad analizará las medidas a implementar para mantener la continuidad del servicio en condiciones de operatividad para los clientes actuales, ante la posibilidad de que persista la demora en la plena implementación del AT y del AA.

Las tarifas

- Reiterar al ENARGAS que dé curso al proceso de Revisión Tarifaria Integral previsto en el AT y en el AA, cuya fecha de terminación se estableció para el 28/02/09 (luego prorrogada hasta el 30/09/09), que se encuentra demorado hasta la fecha del presente documento, aspecto que resulta esencial para preservar la eficiente prestación del servicio licenciado.
- Realizar las presentaciones al ENARGAS respecto del reconocimiento en las tarifas de las variaciones en el precio del gas, en los costos y en los impuestos nacionales, provinciales y municipales.

El gas

- Continuar con las gestiones ante las autoridades competentes para obtener las cantidades de gas necesarias para abastecer la demanda prioritaria de la zona y para lograr la cancelación de los desbalances por falta de gas a los precios reconocidos en la tarifa.

Los clientes

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

9) Preparación de los estados financieros y de la información complementaria presentada en el ejercicio en que se aplicaron por primera vez las NIIF:

A través de las Resoluciones M.D. N° 669/12 y M.D. N° 4/12, respectivamente, tanto la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas ("FACPCE") y el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires han aprobado dicho diferimiento en la aplicación de las NIIF.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 20/12/12 la CNV emitió la **Resolución General N° 613/2012** referida a la aplicación de las NIIF en los Estados Financieros de las Sociedades Transportistas y Distribuidoras de Gas y sus Controlantes. Dicha disposición establece que conforme fuera trasladada la consulta efectuada el 25/11/11 a la Comisión Interinstitucional creada por la CNV junto con la FACPCE y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (“BCBA”) para el análisis de consultas relativas a la implementación de las NIIF, se concluyó que la Interpretación N° 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” (“CINIIF 12”) no es de aplicación a los estados financieros de las licenciatarias de la prestación de servicios públicos de transporte y distribución de gas, teniendo en cuenta las condiciones actuales de los contratos. En esas condiciones, estas emisoras deberán presentar sus estados financieros preparados sobre la base de las NIIF, para los ejercicios que se inicien a partir del 01/01/13.

Tal como lo establece la **Resolución General N° 562/2009** y modificatorias de la CNV, en Nota 2.5.4. “Explicación de la transición a las NIIF” a los estados financieros condensados al 31/12/13, y conforme lo requerido por el apartado 17 c) de la RT N° 26 (y su modificatoria) se explican los principales ajustes de la transición a NIIF, así como también se expone: **(i)** el impacto cuantitativo del cambio a las NIIF, mediante una conciliación entre el patrimonio determinado de acuerdo con las Normas Contables Profesionales (“NCP”) anteriores y el patrimonio determinado de acuerdo a las NIIF, que corresponde al 01/01/12 (fecha de la transición a las NIIF), y al 31/12/13 y 31/12/12, y **(ii)** la conciliación entre el resultado neto determinado de acuerdo con las NCP anteriores y de acuerdo con las NIIF, que corresponde al ejercicio finalizado el 31/12/13 y el 31/12/12, respectivamente.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

**INFORMACION REQUERIDA POR EL ARTICULO 68 DEL REGLAMENTO DE LA BOLSA DE
COMERCIO DE BUENOS AIRES Y ARTICULO 12 CAPITULO III, TITULO IV “REGIMEN
INFORMATIVO PERIODICO” DE LA NORMATIVA DE LA COMISION NACIONAL DE
VALORES.**

**Sobre los Estados Financieros por el período iniciado el 1° de enero de 2013 y
finalizado el 31 de Diciembre de 2013.**

(cifras expresadas en miles de pesos)

Cuestiones generales sobre la actividad de la Sociedad:

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

Ver Nota **1** a los Estados Financieros.

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

Ver Notas a los Estados Financieros y puntos **1)** y **8)** de la Reseña Informativa.

3. Clasificación de los saldos de créditos y deudas:

Ver Notas **12 y 13** a los Estados Financieros.

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

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

Los créditos y deudas en moneda extranjera se exponen en la Nota **2.3.5.6.** de los Estados Financieros. No existen créditos ni deudas en especie significativos.

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

No existen saldos con cláusulas de ajustes. Ver créditos y deudas expuestos en las Notas **12.1, 12.2, 12.3, 13.1, 13.2, 13.3 y 13.4 de los Estados Financieros.**

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

Ver Notas **12 y 13** a los Estados Financieros.

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

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Inventario físico de los bienes de cambio:

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

Valores corrientes:

8. Los criterios de valuación empleados en la preparación de los presentes Estados Financieros se encuentran detallados en la Nota 2 a los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013.

Propiedades, planta y equipo:

9. No existen propiedades, planta y equipo revaluados técnicamente.
10. No existen propiedades, planta y equipo sin usar por encontrarse obsoletos que tengan un valor significativo.

Participación en otras sociedades:

11. No existen participaciones en otras sociedades.

Valores recuperables:

12. Los valores recuperables significativos del inventario y de las propiedades, planta y equipo considerados en su conjunto, utilizados como límite para sus respectivas valuaciones contables, se determinaron en función a su valor neto de realización y al valor de utilización económica, según se detalla en las Notas 2.3.3. y 2.3.6. en los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013.

Seguros:

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

Bienes Cubiertos	Riesgo Cubierto	Suma Asegurada En Miles	Límite de Indemnización En Miles	Valor Residual Contable
Rodados	Responsabilidad civil vehículos Responsabilidad civil camiones Destrucción total por accidente, destrucción total por incendio, robo y hurto	U\$S 1.037	(1) U\$S 463 (2) U\$S 1.543 U\$S 1.037	1.639
Edificios, instalaciones y demás activos fijos en general, utilizados en actividades de distribución, administración y comercialización	Todo riesgo operativo y pérdida de beneficio Responsabilidad civil	U\$S 120.282 € 10.000	U\$S 9.500 € 10.000	276.901
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	U\$S 10.000	U\$S 10.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	U\$S 500	U\$S 500	260

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

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Contingencias positivas y negativas:

14. En los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2013 y en la Nota 19 a los Estados Financieros se exponen los elementos considerados para calcular las provisiones cuyos saldos considerados en conjunto, superan el 2% del patrimonio.
15. No existen situaciones contingentes significativas de ocurrencia probable que no hayan sido registradas en los Estados Financieros (Nota 19).

Adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 06/03/2014
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

SANTOS OSCAR SARNARI
Por Comisión Fiscalizadora

ENRIQUE J. FLAIBAN
Presidente

Informe de los auditores independientes

A los Señores Directores de
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.:

I. Informe sobre los estados financieros

Introducción

1. Hemos auditado los estados financieros adjuntos de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. que comprenden: (a) el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013, (b) el estado del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, y (c) un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa. Los importes y otros datos correspondientes al ejercicio 2012 son parte integrante de los estados financieros mencionados precedentemente y tienen el propósito de que se lean solo en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad del Directorio

2. El Directorio es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros de la Sociedad de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas como normas contables profesionales por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas e incorporadas por la Comisión Nacional de Valores a su normativa, tal como fueron aprobadas por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB” por sus siglas en inglés).

El Directorio es también responsable del control interno que determine es necesario para permitir la preparación de estados financieros libres de distorsiones significativas, ya sea debido a errores o irregularidades.

Responsabilidad del auditor

3. Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre estos estados financieros basados en nuestra auditoría. Hemos realizado nuestro trabajo de acuerdo con las normas de auditoría vigentes en la República Argentina. Dichas normas requieren que el auditor cumpla con requisitos éticos y que planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la inexistencia de distorsiones significativas en los estados financieros.

Una auditoría incluye aplicar procedimientos, sobre bases selectivas, para obtener elementos de juicio sobre la información expuesta en los estados financieros. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio profesional del auditor, quién a este fin evalúa los riesgos de que existan distorsiones significativas en los estados contables, originadas en errores o irregularidades. Al realizar esta evaluación de riesgos, el auditor considera el control interno existente en la Sociedad, en lo que sea relevante para la preparación y presentación razonable de los estados financieros, con la finalidad de seleccionar los procedimientos de auditoría que resulten apropiados en las circunstancias, pero no con el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del sistema de control interno vigente en la Sociedad. Asimismo, una auditoría incluye evaluar que las políticas contables utilizadas sean apropiadas, la razonabilidad de las estimaciones contables efectuadas por el Directorio de la Sociedad y la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto.

Consideramos que los elementos de juicio obtenidos nos brindan una base suficiente y apropiada para fundamentar nuestra opinión de auditoría.

Cuestiones que afectan la conclusión

4. Según se indica en la Nota 2.3.7 a los estados financieros adjuntos, la Sociedad determinó el valor recuperable de las propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2013 en base a proyecciones de flujos de fondos futuros que incorporan incrementos tarifarios en base a las estimaciones de la Gerencia sobre el resultado final de la aplicación de los acuerdos firmados con el Estado Nacional, detallados en la nota 1.3.3) a los estados financieros adjuntos.

A la fecha de emisión de nuestro informe, existen incertidumbres respecto a si estas premisas utilizadas por la Gerencia para elaborar las proyecciones mencionadas puedan concretarse en el futuro, y en consecuencia, si los valores recuperables de las propiedades, planta y equipos superarán los importes registrados en libros al 31 de diciembre de 2013.

Estas incertidumbres dieron lugar a una salvedad en nuestra opinión de auditoría sobre los estados financieros anuales correspondientes al ejercicio 2012.

Los estados financieros adjuntos no incluyen ningún ajuste que podrían resultar de la resolución de la incertidumbre antes mencionada.

Conclusión

5. En nuestra opinión, sujeto a los efectos de los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de la situación mencionada en el párrafo 4., los estados financieros mencionados en el párrafo 1. presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. al 31 de diciembre de 2013, y su resultado integral y los flujos de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

II. Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- (a) En nuestra opinión, sujeto a los efectos de los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de las incertidumbres mencionadas en el párrafo 4, los estados financieros mencionados en el párrafo 1. han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales y de la Comisión Nacional de Valores.
- (b) Los estados financieros mencionados en el párrafo 1. se encuentran transcritos en el libro Inventarios y Balances y surgen de registros contables llevados, en sus aspectos formales, de conformidad con las normas legales vigentes y de acuerdo con las condiciones establecidas en la Resolución N° 670/EMI de la Comisión Nacional de Valores de fecha 7 de febrero de 2001.
- (c) La información contenida en los puntos 2, 3, 4 y 6 de la “Reseña Informativa por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2013” correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 y en la “Información requerida por el Artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y Artículo N° 12, Capítulo III, Título IV régimen informativo periódico de la Normativa de la Comisión Nacional de Valores”, es presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas respectivas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. Dicha información surge de los estados financieros mencionados en el párrafo 1.

- (d) Al 31 de diciembre de 2013, la deuda devengada en concepto de aportes y contribuciones con destino al Sistema Integrado Previsional Argentino, que surge de los registros contables de la Sociedad, asciende a \$1.248.539 no siendo exigible a esa fecha.
- (e) Hemos aplicado los procedimientos sobre prevención de lavado de activos y financiación del terrorismo previstos en las normas profesionales vigentes.
- (f) Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013 hemos facturado honorarios por servicios de auditoría prestados a la Sociedad, que representan el 100% del total facturado a la Sociedad por todo concepto, el 87% del total de servicios de auditoría facturados a la Sociedad y a la controlante y, el 87% del total facturado a la Sociedad y a la controlante por todo concepto.

Buenos Aires,
6 de marzo de 2014

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

INFORME DE LA COMISIÓN FISCALIZADORA

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

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 294 inciso 5° de la Ley de Sociedades Comerciales, hemos examinado los estados financieros de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. que comprenden el estado de situación financiera al 31 de diciembre de 2013 y los correspondientes estados del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujo de efectivo por el período de doce meses finalizado en esa fecha, un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa, Reseña Informativa por el ejercicio anual finalizado el 31 de diciembre de 2013, correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, e Información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y el Artículo 12, Capítulo III, Título IV, del Régimen Informativo periódico de la Normativa de la Comisión Nacional de Valores por el período de doce meses finalizado en esa fecha. Dichos estados financieros, así como también la información requerida por las Normas de la Comisión Nacional de Valores y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires mencionada son responsabilidad del Directorio de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos basados en el trabajo que se menciona en el párrafo siguiente.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en el párrafo 1. hemos participado en reuniones de trabajo en las cuales hemos revisado la auditoría efectuada por la firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L. quien emitió su informe con fecha 6 de marzo de 2014 de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República Argentina. Una auditoría requiere que el auditor planifique y desarrolle su tarea con el objetivo de obtener un grado razonable de seguridad acerca de la existencia de manifestaciones no veraces o errores significativos en los estados contables. Una auditoría incluye, además, examinar, sobre bases selectivas, los elementos de juicio que respaldan la información expuesta en los estados contables, así como evaluar las normas contables utilizadas, las estimaciones significativas efectuadas por la Dirección de la Sociedad y la presentación de los estados contables tomados en conjunto.

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

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

Según se indica en la nota 2.3.7. a los estados financieros adjuntos, la Sociedad determinó el valor recuperable de las propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2013 en base a proyecciones de flujos de fondos futuros que incorporan incrementos tarifarios en base a las estimaciones de la Gerencia sobre el resultado final de la aplicación de los acuerdos firmados con el Estado Nacional,

detallados en la nota 1.3.3 a los estados financieros adjuntos. A la fecha de emisión de nuestro informe existen incertidumbres respecto a si estas premisas utilizadas por la Gerencia para elaborar las proyecciones mencionadas puedan concretarse en el futuro, y en consecuencia, si los valores recuperables de las propiedades, planta y equipos superarán los importes registrados en los libros al 31 de diciembre de 2013.

Basados en nuestra revisión, informamos que:

1. Sujeto a los efectos de los ajustes, si los hubiere, que podrían haberse requerido de conocerse el resultado final de la situación mencionada en el párrafo 5 anterior, los Estados Financieros mencionados en el primer párrafo presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., al 31 de Diciembre de 2013, y su resultado integral, los cambios en el patrimonio y el flujo de efectivo por el ejercicio finalizado en esa fecha, de conformidad con la Ley de Sociedades Comerciales, las Normas pertinentes de la Comisión Nacional de Valores y las Normas Internacionales de Información Financiera vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina .
2. La información contenida en los puntos 2, 3, 4 y 6 de la “Reseña informativa por el ejercicio anual finalizado el 31 de Diciembre 2013” correspondiente a los ejercicios finalizados el 31 de diciembre de 2013 y 2012 y en la “Información requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires y el Artículo 12, Capítulo III, Título IV del régimen informativo periódico de la Normativa de la Comisión Nacional de Valores”, presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, surge de los estados financieros adjuntos.
3. En relación con la Memoria del Directorio, no tenemos observaciones que formular, en lo que es materia de nuestra competencia, siendo las afirmaciones sobre hechos futuros responsabilidad exclusiva del Directorio. El Directorio ha presentado como Anexo a la Memoria el Informe sobre el Código de Gobierno Societario previsto por la Resolución General 622/2013 de la Comisión General de Valores el cual no nos merece observaciones, en lo que es materia de nuestra competencia.
4. Hemos aplicado los procedimientos de prevención sobre lavado de activos y financiación al terrorismo establecidos por las Normas Profesionales emitidas por el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

En cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 4 del Capítulo I, del Título XII de la Resolución N°: 622/2013 de la Comisión Nacional de Valores, informamos que:

- a) El Auditor Externo que emitió su informe de auditoría sobre los Estados Contables mencionados en el primer párrafo manifiesta haber aplicado las normas de auditoría vigentes que comprenden los requisitos de independencia.
- b) Dicho profesional no ha emitido salvedades con relación a la aplicación de las normas contables profesionales que contemplan la evaluación de las políticas contables de Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Adicionalmente, informamos que los estados contables adjuntos surgen de registros contables

llevados en sus aspectos formales, de conformidad con las disposiciones legales vigentes y que los referidos estados contables, la información requerida por las Normas de la Comisión Nacional de Valores y la Bolsa de Comercio de Buenos Aires mencionados en el primer párrafo se encuentran transcritos en el Libro Inventario y Balances.

Ciudad Autónoma de Buenos Aires,
6 de marzo de 2014

Por Comisión Fiscalizadora

Santos Oscar Sarnari Contador Público (U.N.L.P.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T°: 70 F°: 220