



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

EJERCICIOS ECONOMICOS N° 22 y 21
INICIADOS EL 1° DE ENERO DE 2013 y 2012

al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 31 de marzo de 2012

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.**

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

Información sobre la Sociedad Controlante en Nota 16.

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

Clases de Acciones	Suscripto, integrado e inscripto (Nota 17)
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 14/05/2013
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 RESULTADO INTEGRAL CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE TRES MESES
FINALIZADO EL 31 DE MARZO DE 2013**

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

	Notas	31 de marzo de 2013	31 de marzo de 2012
Ingresos de actividades ordinarias	3	56.286	35.975
Costo de ventas	4	(33.516)	(28.494)
Ganancia bruta		22.770	7.481
Gastos de administración	5	(13.264)	(8.316)
Gastos de comercialización	5	(13.830)	(11.323)
Otros Ingresos y egresos operativos netos	6	651	225
Resultado operativo		(3.673)	(11.933)
Costos Financieros	6	(72)	(17)
Ingresos Financieros	6	4.891	3.567
Ganancia (pérdida) antes del impuesto a las ganancias		1.146	(8.383)
Ingreso por impuesto a las ganancias	7	1.151	2.918
Ganancia (pérdida) neta del período		2.297	(5.465)
Otro resultado integral del período			
Ganancia por activos financieros mantenidos para la venta		106	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	7	(37)	-
Ganancia (pérdida) neta integral del período		2.366	(5.465)
Ganancia (pérdida) por acción:			
Básica y Diluida	8	0,011	(0,027)

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 MARZO DE 2013 (cifras expresadas en miles de pesos)

	Notas	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Activos				
Activos no corrientes				
Propiedades, planta y equipo	9	477.515	479.691	488.573
Activos intangibles	10	907	741	998
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	16.1	103	-	-
Otros activos financieros	12.2	2.528	2.360	1.287
Otros activos no financieros	13.1	13.133	13.134	11.462
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	12.1	54	34	59
		494.240	495.960	502.379
Activos corrientes				
Inventarios	11	1.383	1.267	1.209
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	16.1	627	570	340
Otros activos financieros	12.2	22.389	21.832	1.254
Otros activos no financieros	13.1	787	1.741	1.712
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	12.1	40.982	32.231	24.525
Efectivo y equivalentes al efectivo	14	94.380	97.438	96.564
		160.548	155.079	125.604
Total de activos		654.788	651.039	627.983
Patrimonio y pasivos				
Patrimonio				
Capital emitido	17.5	202.351	202.351	202.351
Ajuste de capital	17.6	217.428	217.428	290.480
Reserva legal	17.7	29.622	29.622	29.189
Reservas facultativas		24.300	24.300	-
Resultados no asignados		6.736	4.439	(49.117)
Otros componentes del patrimonio	17.8	(199)	(268)	-
Patrimonio total		480.238	477.872	472.903
Pasivos no corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.3	3.159	2.947	2.819
Otros pasivos no financieros	13.2	21.585	21.585	11.081
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	16.1	293	-	-
Deudas fiscales	12.4	2.139	-	-
Pasivo por impuesto diferido	7	66.992	70.172	71.798
		94.168	94.704	85.698
Pasivos corrientes				
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	12.3	44.864	44.281	36.033
Remuneraciones y cargas sociales	12.5	9.673	9.136	8.590
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	16.1	871	979	881
Provisiones	15	14.679	12.637	11.997
Deudas fiscales	12.4	10.295	11.430	11.881
		80.382	78.463	69.382
Total de pasivos		174.550	173.167	155.080
Total de patrimonio y pasivos		654.788	651.039	627.983

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 NETO CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE TRES MESES FINALIZADO EL 31 DE MARZO DE 2013

(expresados en miles de pesos)

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS					OTROS COMPONENTES DEL PATRIMONIO (Nota 17.8)	TOTAL DEL PATRIMONIO NETO
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESERVAS FACULTATIVAS		RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL		Al 31 de marzo de 2013
					PARA FUTURAS DISTRIBUCIONES DE DIVIDENDOS	PARA CUBRIR NECESIDADES ECONOMICOFINANCIERAS				
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
Ganancia neta del período	-	-	-	-	-	-	2.297	2.297	-	2.297
Otro resultado integral neto del período	-	-	-	-	-	-	-	-	69	69
Saldos al cierre del 31 de marzo 2013	202.351	217.428	419.779	29.622	18.804	5.496	6.736	60.658	(199)	480.238

CONCEPTO	CAPITAL SOCIAL			RESULTADOS ACUMULADOS			TOTAL DEL PATRIMONIO NETO
	VALOR NOMINAL	AJUSTE DEL CAPITAL	TOTAL	RESERVA LEGAL	RESULTADOS NO ASIGNADOS	TOTAL	Al 31 de marzo de 2012
Saldos al inicio del ejercicio 2012	202.351	290.480	492.831	29.189	(49.117)	(19.928)	472.903
Pérdida neta del período	-	-	-	-	(5.465)	(5.465)	(5.465)
Otro resultado integral neto del período	-	-	-	-	-	-	-
Saldos al cierre del 31 de marzo 2012	202.351	290.480	492.831	29.189	(54.582)	(25.393)	467.438

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 FLUJO DE EFECTIVO CORRESPONDIENTE AL PERIODO DE TRES MESES
FINALIZADO EL 31 DE MARZO DE 2013**

(expresados en miles de pesos)

	<u>31/03/2013</u>	<u>31/03/2012</u>
VARIACIONES DEL EFECTIVO		
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del período (Nota 14)	97.438	96.564
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período (Nota 14)	<u>94.380</u>	<u>87.731</u>
Disminución neta de efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(3.058)</u>	<u>(8.833)</u>
CAUSAS DE LAS VARIACIONES DE EFECTIVO		
ACTIVIDADES OPERATIVAS		
Ganancia (pérdida) neta del período	2.297	(5.465)
Ingreso por impuesto a las ganancias	(1.151)	(2.918)
Ajustes para arribar al flujo neto de efectivo proveniente de las actividades operativas:		
Depreciación de propiedad, planta y equipo	5.865	5.797
Amortización de activos intangibles	101	160
Resultado por venta de propiedad, planta y equipo	(372)	-
Bajas de propiedad, planta y equipo por desafectación y consumo	148	98
Aumento neto de la provisión para deudores de cobro dudoso y de otros créditos	45	225
Aumento neto de la provisión para juicios y contingencias	2.173	778
Resultados por tenencia títulos públicos	1	(21)
Diferencia de cotización generada por pasivos	71	17
Cambios en activos y pasivos operativos:		
Aumento de otros activos financieros	(657)	(15.198)
Disminución de otros activos no financieros	955	1.814
(Aumento) Disminución de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(8.816)	5.029
Aumento de inventarios	(116)	(104)
Aumento de cuentas por cobrar a entidades relacionadas	(160)	(157)
Aumento de cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.326	10.030
Aumento (Disminución) de remuneraciones y cargas sociales	537	(240)
Aumento (Disminución) de deudas fiscales	173	(1.005)
Aumento de cuentas por pagar entidades relacionadas	185	303
Impuesto a las ganancias y a la ganancia mínima presunta pagados	(1.198)	(947)
Pago de juicios (a)	(131)	(123)
FLUJO NETO DE EFECTIVO GENERADO POR (UTILIZADO EN) LAS ACTIVIDADES OPERATIVAS	<u>1.276</u>	<u>(1.927)</u>
ACTIVIDADES DE INVERSION		
Pago por adquisición de propiedad planta y equipo	(4.439)	(6.904)
Pago por adquisición de intangibles	(267)	(2)
Cobros por venta de propiedad, planta y equipo	372	-
FLUJO NETO DE EFECTIVO UTILIZADO EN LAS ACTIVIDADES DE INVERSION	<u>(4.334)</u>	<u>(6.906)</u>
Disminución neta de efectivo y equivalentes de efectivo	<u>(3.058)</u>	<u>(8.833)</u>

(a) Incluye (4) de pagos directos no provisionados.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 condensados.	23
3	Ingresos de actividades ordinarias.	45
4	Costo de venta.	45
5	Gastos de distribución, administración y comercialización.	45
6	Otros Ingresos y Egresos.	47
7	Impuesto a las ganancias.	48
8	Ganancia por Acción.	49
9	Propiedad, Planta y Equipos.	50
10	Activos Intangibles.	52
11	Inventarios.	53
12	Activos y Pasivos financieros.	53
13	Activos y Pasivos no financieros.	60
14	Efectivo y equivalentes al efectivo.	61
15	Provisiones	62
16	Sociedad Controlante. Saldos y operaciones con Art. 33 Ley 19.550 y partes relacionadas.	62
17	Capital Social, reservas de capital y otros componentes del patrimonio.	65
18	Restricciones a la distribución de resultados no asignados.	68
19	Compromisos asumidos por la Sociedad para el abastecimiento de gas y transporte.	69
20	Contingencias.	74
21	Objetivos y políticas de gestión de riesgo financiero.	77
22	Estacionalidad de las operaciones.	80
23	Medio Ambiente.	80

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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

Por los períodos finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012

(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 condensados fue aprobada por el Directorio de la Sociedad de fecha 14 de mayo de 2013.

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 14/05/2013
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 14/05/2013
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).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

- (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).

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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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.

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 seis leyes, considerándose también incluidas las modificaciones que se le introdujeron. La última ley bajo el N° 26.729, extendió la prórroga y la aplicación de sus modificaciones hasta el 31 de diciembre de 2013.

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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.

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** reglamenta 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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.

- 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 1º de octubre de 2008 por Resolución N° 1.070/2008 la SE ratificó el “Acuerdo Complementario con Productores de Gas Natural suscrito el 19 de setiembre de 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 1º de setiembre de 2008, mediante la segmentación de la demanda residencial de gas natural (R1; R2 -1º a 3º escalón-; y R3 -1º a 4º 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.

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 ratifica la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, que tiene por objeto prorrogar desde el 1º 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 han firmado dicha Addenda (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 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 2 de mayo de 2012 la Sociedad fue notificada, mediante nota del ENARGAS N° I-4926 de fecha 25 de abril de 2012, que YPF S.A. en su carácter de Productor de Gas Natural, se ha adherido a la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los Productores de Gas, mediante Acuerdo individual suscrito entre esa empresa y la SE con fecha 19 de abril de 2012, según lo informado por Nota SE N° 2.323 del 23 de abril de 2012. En virtud de la fecha del Acuerdo individual mencionado, los efectos de la Tercera Addenda al Acuerdo Complementario con los

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Productores de Gas, para YPF S.A., tendrán vigencia para las entregas de gas que se producen desde el 01 de Abril de 2012 hasta el 31 de diciembre de 2012.

- 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 01 de mayo de 2009 y 31 de agosto de 2009, 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 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 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/1179/2010** del 29 de abril de 2010 para el año 2010 y posteriormente por **Resolución ENARGAS N° I/1707/2011** del 26 de abril de 2011 para el año 2011 y **Resolución N° I-2.200/2012** del 5 de junio de 2012 para el año 2012, se exceptuó del pago del cargo del Decreto PEN N° 2067/2008 a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los R3 3° pertenecientes a la 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 ejercicio de consumo comprendido entre junio y julio y una bonificación equivalente al 70% del cargo citado durante el ejercicio de consumo de los meses de agosto y setiembre.

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 01 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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, 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.

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. El estado procesal de estas sentencias, 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 setiembre 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.

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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.

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, SGPI 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, SGPI 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 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 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 01 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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. Por imperio de las circunstancias, no atribuibles a las funciones de la Sociedad, a la fecha del presente documento las obras aún se encuentran en ejecución y no obstante su importante grado de avance, su plazo de finalización se re-determinó para el mes de mayo de 2013.

El 27 de noviembre de 2012 se emitió la Resolución ENARGAS N° 2407/2012 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, 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).

En este marco, de acuerdo a lo establecido a la Res. ENARGAS N° 2407/2012, con fecha 10 de abril de 2013, se transfirió al Fideicomiso creado al efecto, los montos percibidos en el mes de marzo 2013 que ascienden a la suma de \$5.109.

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 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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 comenzare 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. La Sociedad presentó al ENARGAS pedidos de ajuste por aplicación del MMC conforme el siguiente detalle:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Fecha de la solicitud	Periodo de las variaciones de costos solicitadas
02/12/09	Setiembre de 2008 a Agosto de 2009
24/08/10 - 29/10/10	Setiembre de 2009 a Febrero de 2010
28/01/11	Marzo de 2010 a Agosto de 2010
09/09/11	Setiembre de 2010 a Febrero de 2011
02/02/12	Marzo de 2011 a Agosto de 2011
23/07/12	Setiembre de 2011 a Febrero de 2012

El ENARGAS no ha aplicado plenamente aún 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 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 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 de noviembre de 2012 el **ENARGAS** emitió la **Resolución N° I-2407/12**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión y el 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 desembolsos para la realización de los pagos que correspondan, y también de las condiciones de financiamiento en aquellos proyectos que contemplan 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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.

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.

- Los impactos descriptos sobre los estados financieros de la Sociedad al 31 de marzo 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 CONDENSADOS

2.1 Normas Contables profesionales aplicadas

Los estados financieros condensados de la Sociedad han sido confeccionados de conformidad con las normas de la Comisión Nacional de Valores ("CNV"), y las normas contables profesionales vigentes en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, República Argentina, 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 emitidas por el IASB (Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad) a partir del 01 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 Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF") sino hasta aquellos ejercicios que se inicien a partir del 01 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 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 31 de marzo de 2012 y del resultado neto correspondiente al ejercicio y al periodo de tres meses finalizados en esa fecha, respectivamente. 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 período de tres meses y del ejercicio finalizados el 31 de marzo y 31 de diciembre de 2012, respectivamente, que se incluyen en la Nota 2.5.4.

2.2. Bases de presentación

Los presentes estados financieros condensados correspondientes al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013 han sido preparados de conformidad con la NIC 34 (Información financiera intermedia). En la preparación de estos estados financieros la Sociedad ha aplicado las políticas contables, y los juicios, estimaciones y supuestos contables significativos descriptos 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. 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). Sin embargo, estas políticas contables podrían modificarse en la medida en que, cuando se preparen esos primeros estados financieros anuales de acuerdo con las NIIF, se emitan nuevas normas o se modifiquen las actuales, con aplicación obligatoria o anticipada admitida a esa fecha, o se opte por cambiar la elección de alguna de las exenciones previstas en la NIIF 1.

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 condensados de periodo intermedio han sido preparados sobre la base del modelo de costo histórico.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 presentes estados financieros condensados de periodo intermedio 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.

Estos estados financieros condensados de período intermedio 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. Sin embargo, estos estados financieros condensados de período intermedio no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales preparados de conformidad con la NIC 1 (Presentación de estados financieros). Por tal motivo, estos estados financieros condensados de período intermedio deben ser leídos en conjunto con los 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 las ventajas 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%.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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.

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 del impuesto a las ganancias, neto de anticipos pagados y retenciones practicadas por clientes, ascendió a 5.706 saldo a pagar, 6.251 a pagar y 4.835 a pagar, al 31 de marzo de 2013 y 2012 y al 31 de diciembre de 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 y 13 de abril de 2012 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 y 2011, 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 y 2011, 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 y 16 de mayo de 2012, respectivamente, la medida cautelar fue concedida, previo otorgamiento de garantías por parte de la Sociedad.

En el período finalizado el 31 de marzo de 2013 el importe determinado en concepto de impuesto a las ganancias fue superior al impuesto a la ganancia mínima presunta y se imputó a los resultados del período en el rubro “Ingreso por impuesto a las ganancias”.

En el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013, el impuesto a las ganancias determinado ascendió a 2.066. En cambio, el período finalizado el 31 de marzo de 2012 arrojó un quebranto fiscal de 4.549, por lo que se realizó la provisión correspondiente del impuesto a la ganancia mínima presunta por un total de 961.

Dado que la Sociedad ha determinado su Declaración Jurada correspondiente al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2010 y 2011 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

respecto al importe que se hubiera pagado de no aplicar dicho ajuste ha sido clasificada en otros pasivos no corrientes por un importe de 11.081 y 10.504 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2010 y 2011, respectivamente. Adicionalmente, la presentación de la Declaración Jurada correspondiente al ejercicio fiscal 2011 arrojó un quebranto impositivo, el cual implicó la registración de un activo diferido por el importe de 3.548, 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 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 NIIF.

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 y 2011 excedió al impuesto a las ganancias determinado aplicando el mecanismo de ajuste por inflación mencionado anteriormente en 578 y 4.079. 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 período 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 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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%.

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.

(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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 anteriormente. 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 marzo 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 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Adicionalmente cabe aclarar que 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 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 períodos finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012 en las condiciones anteriormente descriptas, ascienden a 332 y 90, 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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

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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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.

- 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:

- 1) Hayan expirado los derechos contractuales a recibir los flujos de efectivo generados por el activo.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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) 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 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 previsión 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 previsión. 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 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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.

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. Determinación de valores razonables

A cada fecha de cierre del período sobre el que se informa, el valor razonable de los instrumentos financieros que se negocian en mercados activos se determina por referencia a los precios cotizados en el mercado, o a los precios cotizados por los agentes del mercado (precio de compra para las posiciones largas y precio de venta para las posiciones cortas), sin deducir los costos de transacción.

2.3.5.5. 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

2.3.5.6. Conversión de moneda extranjera

Transacciones y saldos en moneda extranjera

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 período 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 cual sea la naturaleza del activo o pasivo que las genera.

Un detalle de los saldos de activos y pasivos en moneda extranjera de la Sociedad es el siguiente:

Rubro	31.03.2013			31.12.2012			01.01.2012					
	Monto	TC	Monto en Moneda local	Monto	TC	Monto en Moneda local	Monto	TC	Monto en Moneda local			
ACTIVO												
Activo no corriente												
Otros activos financieros	US\$	210	5,082	1.066	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\$	3.884	5,082	19.738	US\$	3.879	4,878	18.925	US\$	5	4,264	22
Efectivo y equivalentes en efectivo	US\$	3.572	5,082	18.154	US\$	3.572	4,878	17.427	US\$	7.139	4,264	30.438
Total del activo	US\$	7.666		38.958	US\$	7.661		37.375	US\$	7.923		33.795
Posición neta	US\$	7.666		38.958	US\$	7.661		37.375	US\$	7.923		33.795

2.3.6. Inventarios

Los inventarios se valúan al costo o al valor neto realizable, el que resulte menor.

2.3.7. Deterioro del valor de activos no financieros

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Activos no financieros en general

A cada fecha de cierre del período 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.

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 Res. 2.407 y de la RTI descriptos en dicha nota.

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 período:

	Al 31 de marzo de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 01 de enero de 2012
Efectivo en caja y bancos	615	1.801	5.541
Colocaciones a corto plazo	93.765	95.637	91.023
Efectivo y equivalentes de efectivo al cierre del período	94.380	97.438	96.564

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 (2) 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 periodos 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.

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 periodos 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 37.92, 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.

2.4. 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.

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. 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

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 marzo 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 tres meses finalizado el 31 de marzo 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 anteriores 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 marzo y 31 de diciembre de 2012; respectivamente, y el resultado integral total determinado de acuerdo con las NIIF a las mismas fechas;

(ii) Entre el resultado neto determinado de acuerdo con las NCP anteriores correspondiente al período de tres meses y al ejercicio finalizado el 31 de marzo y el 31 diciembre de 2012, respectivamente, y el resultado integral total determinado de acuerdo con las NIIF a las mismas fechas.

En la preparación de estas conciliaciones, la Sociedad ha considerado aquellas NIIF que estima serán aplicables en la preparación de los primeros estados financieros anuales presentados de acuerdo con las NIIF, correspondientes al ejercicio que finalizará el 31 de diciembre de 2013. Sin embargo, las partidas y los importes incluidos en estas conciliaciones podrían modificarse en la medida en que, cuando se preparen esos primeros estados financieros de acuerdo con las NIIF, se emitan nuevas normas o se modifiquen las actuales, con aplicación obligatoria o anticipada admitida a esa fecha, o se opte por cambiar la elección de alguna de las exenciones previstas en la NIIF 1 “Adopción por Primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera”.

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), al 31 de marzo 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 vigentes. 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.

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.

2.5.4. Explicación de la transición a las NIIF

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

(i) Conciliación del patrimonio al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF)

		01.01.2012		
	Notas	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Activos no corrientes		502.379	-	502.379
Activos Corrientes		125.604	-	125.604
TOTAL DEL 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 PASIVOS Y PATRIMONIO		627.983	-	627.983

(ii) Conciliación del patrimonio al 31 de diciembre de 2012

		31.12.2012		
	Notas	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Activos no corrientes		495.960	-	495.960
Activos Corrientes		155.079	-	155.079
TOTAL DEL 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 PASIVOS Y PATRIMONIO		651.039	-	651.039

(iii) Conciliación del patrimonio al 31 de marzo de 2012

		31.03.2012		
	Notas	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Activos no corrientes		499.208	-	499.208
Activos Corrientes		126.008	-	126.008
TOTAL DEL ACTIVOS		625.216	-	625.216
PATRIMONIO TOTAL		467.438	-	467.438
Pasivos No corrientes		83.189	-	83.189
Pasivos corrientes		74.589	-	74.589
TOTAL DE PASIVOS		157.778	-	157.778
TOTAL DE PASIVOS Y PATRIMONIO		625.216	-	625.216

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

(iv) Conciliación del resultado neto correspondiente al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2012

31.12.2012			
Notas	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Ingresos de actividades ordinarias	266.354	-	266.354
Costo de ventas	(183.106)	-	(183.106)
UTILIDAD BRUTA	83.248	-	83.248
Gastos de administración	2.5.5.A (38.153)	412	(37.741)
Gastos de comercialización	(51.388)	-	(51.388)
Otros Ingresos y egresos operativos netos	3.931	-	3.931
Resultado operativo	(2.362)	412	(1.950)
Costos Financieros	(87)	-	(87)
Ingresos Financieros	16.530	-	16.530
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	14.081	412	14.493
Impuesto a las ganancias	2.5.5.B (6.364)	(144)	(6.508)
RESULTADO NETO	7.717	268	7.985
Otro resultado integral del período			
Pérdida por activos financieros mantenidos para la venta	2.5.5.A -	(412)	(412)
Efectos en el impuesto a las ganancias	2.5.5.B -	144	144
RESULTADO INTEGRAL NETO	7.717	-	7.717

(v) Conciliación del resultado neto correspondiente al período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2012

31.03.2012			
Notas	NCP	Ajustes y reclasificaciones de transición	NIIF
Ingresos de actividades ordinarias	35.975	-	35.975
Costo de ventas	(28.494)	-	(28.494)
UTILIDAD BRUTA	7.481	-	7.481
Gastos de administración	(8.316)	-	(8.316)
Gastos de comercialización	(11.323)	-	(11.323)
Otros Ingresos y egresos operativos netos	225	-	225
Resultado operativo	(11.933)	-	(11.933)
Costos Financieros	(17)	-	(17)
Ingresos Financieros	3.567	-	3.567
UTILIDAD ANTES DE IMPUESTO A LAS GANANCIAS	(8.383)	-	(8.383)
Impuesto a las ganancias	2.918	-	2.918
RESULTADO INTEGRAL NETO	(5.465)	-	(5.465)

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 marzo y 31 de diciembre de 2012, y al resultado neto correspondientes al período de tres meses y el ejercicio finalizados el 31 de marzo y 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. Valuación de activos financieros mantenidos para la venta

En virtud de las NCP anteriores, los activos financieros mantenidos para la venta se valúan a su valor neto de realización. Las NIC 39 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, al 31 de diciembre de 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.

B. Impuesto a las ganancias diferido

El ajuste relacionado con la transición a las NIIF origina diferencias temporarias que deben ser consideradas en el cálculo del impuesto a las ganancias diferido de la Sociedad. El ajuste por el efecto del impuesto a las ganancias diferido de esas diferencias se ha reconocido de manera consistente con las transacciones subyacentes con las que se relacionan.

C. Valuación de Inventarios

En virtud de las NCP anteriores, 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 en Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB, por su sigla en inglés). 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 condensados, es la siguiente:

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 marzo

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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. Según la NIC 34, el tercer estado de situación financiera no es requerido en períodos intermedios.

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 marzo 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 marzo 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 2.3.5.4.

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 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".

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 norma también prevé requerimientos adicionales de información a revelar sobre cómo los valores razonables fueron determinados. Algunas de estas revelaciones se refieren a los valores razonables determinados para los instrumentos financieros y que son requeridos específicamente por la NIC 34 para períodos intermedios. Al 31 de marzo de 2013, se ha revelado esta información en la Nota 12.6.

La Sociedad, no ha adoptado anticipadamente ninguna norma o interpretación emitida aún no vigente a la fecha de cierre del período sobre el que se informa.

NOTA 3 – INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS

	<u>Al 31 de marzo de 2013</u>	<u>Al 31 de marzo de 2012</u>
Ventas brutas	55.953	35.492
Otras ventas	333	483
	<u>56.286</u>	<u>35.975</u>

NOTA 4 – COSTO DE VENTA

	<u>Al 31 de marzo de 2013</u>	<u>Al 31 de marzo de 2012</u>
Existencia de materiales al inicio del ejercicio (Nota 11)	1.267	1.209
Compras de gas	10.789	8.592
Compras de materiales	432	372
Transporte de gas	5.277	5.269
Gastos de distribución (Nota 5)	17.134	14.365
Menos: Existencia de materiales al cierre del período (Nota 11)	(1.383)	(1.313)
Costo de ventas	<u>33.516</u>	<u>28.494</u>

NOTA 5 – GASTOS DE DISTRIBUCION, ADMINISTRACION Y COMERCIALIZACION

El detalle de los gastos de distribución, administración y comercialización correspondientes a los períodos finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

	31.03.2013				
	<u>Gastos de Distribución</u>	<u>Gastos de Administración</u>	<u>Gastos de Comercialización</u>	<u>Gastos de Financiación</u>	<u>Activación de gastos</u>
Remuneraciones y cargas sociales	5.565	7.265	6.135	-	234
Honorarios directores y síndicos	-	227	-	-	-
Honorarios por servicios profesionales	42	1.771	13	-	-
Juicios y reclamos	1.465	896	-	-	-
Gastos de facturación y cobranzas	90	-	3.372	-	-
Alquileres varios	3	99	207	-	-
Primas de seguros	282	76	18	-	-
Viajes y estadías	159	140	76	-	-
Gastos de correos y telecomunicaciones	20	213	51	-	-
Depreciación de propiedad, planta y equipo	5.774	18	73	-	-
Amortización de activos intangibles	98	-	3	-	-
Servidumbres de paso	521	-	-	-	-
Mantenimiento y reparación de de propiedad, planta y equipo	1.545	503	162	-	-
Impuestos, tasas y contribuciones	31	11	274	-	-
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	1.658	-	-
Tasa ENARGAS	943	915	915	-	-
Deudores incobrables	-	-	46	-	-
Publicidad y propaganda	-	-	79	-	-
Limpieza y vigilancia	436	67	365	-	-
Gastos y comisiones bancarias	-	52	-	-	-
Intereses	-	-	-	1	-
Diferencias de cotización	-	-	-	71	-
Servicios y suministros de terceros	76	312	244	-	-
Convenios de atención comercial y técnica	36	-	64	-	-
Gastos diversos	48	699	75	-	-
Total de gastos	<u>17.134</u>	<u>13.264</u>	<u>13.830</u>	<u>72</u>	<u>234</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

	31.03.2012				
	Gastos de Distribución	Gastos de Administración	Gastos de Comercialización	Gastos de Financiación	Activación de gastos
Remuneraciones y cargas sociales	4.901	4.808	5.593	-	294
Honorarios directores y síndicos	-	158	-	-	-
Honorarios por servicios profesionales	38	457	11	-	-
Juicios y reclamos	200	578	-	-	-
Gastos de facturación y cobranzas	114	-	2.320	-	-
Alquileres varios	1	51	195	-	-
Primas de seguros	280	40	16	-	-
Viajes y estadías	127	57	31	-	-
Gastos de correos y telecomunicaciones	14	168	74	-	-
Depreciación de de propiedad, planta y equipo	5.726	11	60	-	-
Amortización de activos intangibles	158	-	2	-	-
Servidumbres de paso	368	-	-	-	-
Mantenimiento y reparación de de propiedad, planta y equipo	1.211	402	146	-	-
Impuestos, tasas y contribuciones	18	10	216	-	-
Impuesto a los Ingresos Brutos	-	-	1.017	-	-
Tasa ENARGAS	640	621	621	-	-
Deudores incobrables	-	-	225	-	-
Publicidad y propaganda	-	-	56	-	-
Limpieza y vigilancia	384	85	387	-	-
Gastos y comisiones bancarias	-	39	-	-	-
Diferencias de cotización	-	-	-	17	-
Servicios y suministros de terceros	122	180	206	-	-
Convenios de atención comercial y técnica	29	-	54	-	-
Gastos diversos	34	651	93	-	-
Total de gastos	14.365	8.316	11.323	17	294

NOTA 6 – OTROS INGRESOS Y EGRESOS

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Recupero de provisiones	187	-
Otros Ingresos	464	225
	651	225
<u>Costos financieros</u>		
	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Intereses	1	-
Diferencias de cotización	71	17
	72	17

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Ingresos Financieros

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Intereses	3.090	2.700
Diferencias de cotización	1.563	558
Otros resultados por tenencia	238	309
	<u>4.891</u>	<u>3.567</u>

NOTA 7 – IMPUESTO A LAS GANANCIAS

Los principales componentes del ingreso por impuesto a las ganancias para los períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012, son los siguientes:

Estado de resultado

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Impuesto a las ganancias corriente		
Cargo por impuesto a las ganancias del período	(2.066)	-
Impuesto a las ganancias diferido		
Relacionado con el origen y la reversión de diferencias temporarias	3.180	2.918
Ingreso por impuesto a las ganancias	<u>1.114</u>	<u>2.918</u>

Estado de resultado Integral

Impuesto a las ganancias diferido relacionado con partidas cargadas o acreditadas directamente al patrimonio

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Ganancia por activos financieros mantenidos para la venta	(37)	-
Impuesto a las ganancias imputado al otro resultado integral	<u>(37)</u>	<u>-</u>

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 períodos de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012, es la siguiente:

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
Ganancia (pérdida) del período antes del impuesto a las ganancias	1.146	(8.383)
A la tasa efectiva de impuestos del 35%	(401)	2.934
Diferencias permanentes	1.552	(16)
Ingreso por impuesto a las ganancias en el estado del resultado integral	<u>1.151</u>	<u>2.918</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Impuesto a las ganancias diferido

El impuesto a las ganancias diferido corresponde a lo siguiente:

	Estado de situación financiera			Estado de resultado	
	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012	31.03.2013	31.03.2012
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	1.696	1.717	1.865	(21)	80
Amortizaciones de propiedad, planta y equipo y activos intangibles	(2.049)	(3.576)	(1.654)	1.527	(6)
Provisiones	5.138	4.423	4.199	715	229
Remuneraciones y cargas sociales	408	316	390	92	137
Ajuste por inflación de activos no monetarios	(72.185)	(73.052)	(76.598)	867	886
Quebrantos impositivos disponibles para compensación contra ganancias impositivas futuras	3.548	3.548	-	-	1.592
Previsión quebranto impositivo	(3.548)	(3.548)	-	-	-
Ingreso por impuesto diferido				3.180	2.918
Pasivo neto por impuesto diferido	(66.992)	(70.172)	(71.798)		
Presentación en el estado de situación financiera					
Activo por impuesto diferido	7.242	6.456	6.454		
Pasivos por impuesto diferido	(74.234)	(76.628)	(78.252)		
Pasivo neto por impuesto diferido	(66.992)	(70.172)	(71.798)		

Conciliación del pasivo neto por impuesto diferido

	31.03.2013	31.03.2012
Saldo al inicio del período / ejercicio	(70.172)	(71.798)
Ingreso reconocido en resultados durante el período	3.180	2.918
Saldo al cierre del período / ejercicio	(66.992)	(68.880)

NOTA 8 – GANANCIA POR ACCION

El importe de la ganancia (pérdida) por acción básica se calcula dividiendo la ganancia neta del período, por el promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación durante el período.

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Ganancia (pérdida) por acción	<u>31.03.2013</u>	<u>31.03.2012</u>
- Básica y diluida	<u>0,011</u>	<u>(0,027)</u>
Promedio ponderado de cantidad de acciones ordinarias atribuibles a la ganancia (pérdida) básica por acción	<u>202.351.288</u>	<u>202.351.288</u>

No hubo ninguna transacción con acciones ordinarias u acciones ordinarias potenciales entre la fecha de cierre del período 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 marzo de 2013 y al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

CUENTA PRINCIPAL	VALORES DE ORIGEN				
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	BAJAS	TRANS-FERENCIAS	AL CIERRE DEL PERIODO
Terrenos	387	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	2.387	-	-	-	2.387
Instalaciones de edificios	8.350	415	-	-	8.765
Gasoductos	197.534	-	-	706	198.240
Ramales de alta presión	117.520	216	-	-	117.736
Conductos y redes de media y baja presión	332.992	756	-	-	333.748
Estación de regulación y medición de presión	48.103	57	-	-	48.160
Plantas compresoras	382	-	-	-	382
Instalaciones de medición de consumo	81.664	-	(7)	921	82.578
Otras instalaciones técnicas	24.460	-	-	(706)	23.754
Maquinarias, equipos y herramientas	4.557	58	-	-	4.615
Sistemas informáticos y de telecomunicación	24.860	226	(35)	-	25.051
Vehículos	6.772	71	(554)	-	6.289
Muebles y útiles	2.687	-	-	-	2.687
Materiales	2.062	2.038	(130)	(921)	3.049
Line pack	509	-	-	-	509
Obras en curso	134	-	-	-	134
TOTAL AL 31/03/13	855.360	3.837	(726)	-	858.471

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 PERIODO		ACUMULADAS AL FINAL DEL PERIODO	Al 31 de marzo de 2013
			ALICUOTA %	MONTO		
Terrenos	-	-	-	-	-	387
Edificios y construcciones civiles	551	-	2	12	563	1.824
Instalaciones de edificios	2.421	-	2 a 4	62	2.483	6.282
Gasoductos	74.685	-	2	1.125	75.810	122.430
Ramales de alta presión	57.777	-	2 a 4	724	58.501	59.235
Conductos y redes de media y baja presión	133.817	-	2 a 25	1.831	135.648	198.100
Estación de regulación y medición de presión	22.031	-	3 a 5	444	22.475	25.685
Plantas compresoras	188	-	3	3	191	191
Instalaciones de medición de consumo	39.499	(6)	3 a 5	889	40.382	42.196
Otras instalaciones técnicas	14.405	-	3 a 7	243	14.648	9.106
Maquinarias, equipos y herramientas	3.524	-	5 a 10	63	3.587	1.028
Sistemas informáticos y de telecomunicación	19.537	(34)	3 a 33	323	19.826	5.225
Vehículos	4.799	(538)	20	135	4.396	1.893
Muebles y útiles	2.435	-	5 a 20	11	2.446	241
Materiales	-	-	-	-	-	3.049
Line pack	-	-	-	-	-	509
Obras en curso	-	-	-	-	-	134
TOTAL AL 31/03/13	375.669	(578)	-	5.865	380.956	477.515

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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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

CUENTA PRINCIPAL	VALOR DE ORIGEN			AMORTIZACIONES			NETO RESULTANTE	
	AL INICIO DEL EJERCICIO	AUMENTOS	AL FINAL DEL PERIODO / EJERCICIO	ACUMULADAS AL INICIO DEL EJERCICIO	DEL PERIODO / EJERCICIO		ACUMULADAS AL FINAL DEL PERIODO / EJERCICIO	Al 31 de marzo de 2013
					ALICUOTA %	MONTO		
Licencia uso software	5.709	88	5.797	5.533	20	28	5.561	236
Otros	205	-	205	171	20	3	174	31
Desarrollo de sistemas	8.112	179	8.291	7.581	20	70	7.651	640
TOTAL AL 31/03/13	14.026	267	14.293	13.285	-	101	13.386	907

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Materiales consumibles	1.383	1.267	1.209
	1.383	1.267	1.209

NOTA 12 – ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS

12.1 Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

No corrientes

	<u>31.03.2013</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	54	34	59
	54	34	59

Corrientes

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Deudores comunes (1)	31.811	33.711	28.539
Fondo subsidio Malargüe	1.801	2.566	1.348
Provisión para deudores de cobro dudoso	(7.296)	(7.251)	(8.610)
Fideicomiso Financiero FOCEGAS (Nota 1.3.3)	11.447	-	-
Créditos con el personal	305	198	55
Diversos	2.439	2.533	2.457
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(575)	(575)	(313)
Depósito judicial	627	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	423	422	422
	40.982	32.231	24.525

(1) Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y al 1° de enero de 2012 (fecha de transición a las NIIF) los saldos se exponen netos de los cargos facturados y no cobrados por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., que ascienden a 96.956, 76.581 y 7.142, respectivamente.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 términos y las condiciones de pago relacionadas con las cuentas por cobrar de partes relacionadas, se describen en la Nota 16.

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 21.

La apertura por vencimiento de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar es la siguiente:

Vencido								
Total	Trimestre I 2013	Trimestre IV 2012	Trimestre III 2012	Trimestre II 2012	Trimestre I 2012	2011	2010	< 2009
9.995	4.011	963	302	162	38	418	155	3.946

A Vencer						
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014
39.409	96	26.573	-	1.555	10.665	520

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	46
Montos utilizados	(1)
Saldo al 31 de marzo de 2013	8.368

12.2 Otros Activos Financieros

No corrientes

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Activos financieros registrados al costo amortizado			
Créditos con el personal	4	-	8
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1.066	1.023	1.279
	1.070	1.023	1.287

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Activos financieros mantenidos para la venta			
Otros Créditos Diversos	1.458	1.337	-
	<u>1.458</u>	<u>1.337</u>	<u>-</u>
Total otros activos financieros no corrientes	<u>2.528</u>	<u>2.360</u>	<u>1.287</u>

Corrientes

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Activos financieros registrados al costo amortizado			
Créditos con el personal	462	536	390
Plazo Fijo a más de 90 días	18.164	17.430	-
Fideicomiso Financiero	94	275	706
Obligaciones Negociables en Moneda Local	2.015	2.014	-
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	1.561	1.484	1
Títulos Públicos - Boden 2013	13	12	22
	<u>22.309</u>	<u>21.751</u>	<u>1.119</u>
Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados			
Títulos públicos - Vinculados al PBI	80	81	135
	<u>80</u>	<u>81</u>	<u>135</u>
Total otros activos financieros corrientes	<u>22.389</u>	<u>21.832</u>	<u>1.254</u>

La apertura por vencimiento de los otros activos financieros es la siguiente:

Total	Sin plazo	A Vencer			2014	>2014
		Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013		
24.917	-	18.525	143	3.611	1.228	1.410

12.3 Cuentas a pagar comerciales y otras cuentas por pagar

No corrientes

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Bonificaciones a otorgar a clientes	2.774	2.562	2.420
Deudas por redes cedidas por municipios	385	385	399
	<u>3.159</u>	<u>2.947</u>	<u>2.819</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Corrientes

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Por suministro y transporte de gas	14.319	14.422	11.087
Otros proveedores de bienes y servicios	21.067	20.510	17.776
Bonificaciones a otorgar a clientes	1.038	959	1.203
Bonificaciones a otorgar a clientes a pagar por la Provincia de Mendoza	419	419	419
Programa de racionalización del uso del gas	78	78	78
Cargo Gasoducto Norte Nación Fideicomiso S.A.	7.623	7.540	5.352
Honorarios de Directores	246	287	82
Diversos	74	66	36
	<u>44.864</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 16.

La información sobre los objetivos y las políticas de gestión del riesgo de crédito de la Sociedad se incluye en la Nota 21.

La apertura por vencimiento de las cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar es la siguiente:

Vencido								
Total	Trimestre I 2013	Trimestre IV 2012	Trimestre III 2012	Trimestre II 2012	Trimestre I 2012	2011	2010	< 2009
16.163	5.601	1.880	124	406	1.945	561	783	4.863
A Vencer								
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014		
31.860	-	26.903	448	1.006	1.254	2.249		

12.4 Deudas Fiscales

No corrientes

	<u>31.03.2013</u>	<u>31.12.2012</u>	<u>01.01.2012</u>
Diversos	73	-	-
Impuesto a las ganancias a pagar	2.066	-	-
	<u>2.139</u>	<u>-</u>	<u>-</u>

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Corrientes	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Impuesto al valor agregado	2.063	2.229	-
Impuesto sobre los ingresos brutos	1.341	869	1.246
Impuesto por comercio e industria	908	769	287
Impuesto a los combustibles	1.545	1.727	1.714
Impuesto a las ganancias a pagar	3.640	4.836	7.233
Diversos	798	1.000	1.401
	10.295	11.430	11.881

La apertura por vencimiento de las deudas fiscales es la siguiente:

Vencido								
Total	Trimestre I 2013	Trimestre IV 2012	Trimestre III 2012	Trimestre II 2012	Trimestre I 2012	2011	2010	< 2009
928	143	149	125	125	106	255	25	-

A Vencer						
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014
11.506	-	9.367	-	-	2.139	-

12.5 Remuneraciones y cargas sociales

Corrientes	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Sueldos y cargas sociales a pagar	2.483	2.881	2.425
SAC	864	-	-
Gratificaciones	1.589	2.095	2.009
Bono de participación empleados	63	49	37
Vacaciones	3.168	3.616	3.070
Diversos	1.506	495	1.049
	9.673	9.136	8.590

La apertura por vencimiento de las remuneraciones y cargas sociales es la siguiente:

A Vencer						
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014
9.673	-	2.653	-	1.506	5.514	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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		
	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012	31.03.2013	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	31.811	33.711	28.539	31.811	33.711	28.539
Fondo subsidio Malargüe	1.801	2.566	1.348	1.801	2.566	1.348
Provisión para deudores de cobro dudoso	(7.296)	(7.251)	(8.610)	(7.296)	(7.251)	(8.610)
Fideicomiso Financiero FOCEGAS	11.447	-	-	11.447	-	-
Créditos con el personal	305	198	55	305	198	55
Diversos	2.493	2.567	2.516	2.493	2.567	2.516
Provisión para otros créditos de cobro dudoso	(575)	(575)	(313)	(575)	(575)	(313)
Depósito judicial	627	627	627	627	627	627
Cuenta corriente especial de disponibilidad restringida	423	422	422	423	422	422
Otros activos financieros:						
Créditos con el personal	466	536	398	466	536	398
Obligaciones Negociables en Moneda Extranjera	2.627	2.507	1.280	2.627	2.507	1.280
Otros créditos diversos	1.458	1.337	-	1.458	1.337	-
Plazo Fijo a más de 90 días	18.164	17.430	-	18.164	17.430	-
Fideicomiso Financiero	94	275	706	94	275	706
Obligaciones Negociables en Moneda Local	2.015	2.014	-	2.015	2.014	-
Títulos Públicos - Boden 2013	13	12	22	13	12	22
Títulos públicos - Vinculados al PBI	80	81	135	80	81	135
Cuentas por cobrar con entidades relacionadas:	730	570	340	730	570	340
Efectivo y equivalentes en efectivo:	94.380	97.438	96.564	94.380	97.438	96.564
Total de activos financieros	161.063	154.465	124.029	161.063	154.465	124.029
Pasivos financieros						
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	48.023	47.228	38.852	48.023	47.228	38.852
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.164	979	881	1.164	979	881
Total de pasivos financieros	49.187	48.207	39.733	49.187	48.207	39.733

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 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 (Títulos vinculados al PBI) 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 (Obligaciones negociables en moneda nacional y moneda extranjera, Fideicomiso Financiero Megabono Crédito 90 y Bono Optativo del Estado Nacional 2013), 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. La intención de la Sociedad es mantener los títulos de deuda vigente al cierre del período hasta su vencimiento.

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:

- Nivel 1: Precios de cotización (sin ajustar) observables en mercados activos, para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Técnicas de valoración para las que los datos y las variables que tienen un efecto significativo sobre la determinación del valor razonable registrado, son observables directa o indirectamente.
- Nivel 3: Técnicas de valoración para las que los datos y las variables que tienen un efecto significativo sobre la determinación del valor razonable registrado no se basan en información observable del mercado.

Al 31 de marzo de 2013, la Sociedad mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por Niveles:

	31.03.2013	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Otros créditos diversos	1.458	1.458	-	-
Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados	80	80	-	-
	1.538	1.538	-	-

Durante el ejercicio finalizado el 31 de marzo de 2013, no hubo transferencias entre las jerarquías de valor razonable de Nivel 1 y Nivel 2.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

Al 31 de diciembre de 2012, la Sociedad mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por Niveles:

	31.12.2012	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Otros créditos diversos	1.337	1.337	-	-
Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados	81	81	-	-
	1.418	1.418	-	-

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 enero de 2012, la Sociedad mantiene en su estado de situación financiera los siguientes activos financieros medidos por su valor razonable, clasificados por Niveles:

	01.01.2012	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Otros créditos diversos	-	-	-	-
Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados	135	135	-	-
	135	135	-	-

Durante la fecha de transición al 1 de enero de 2012, no hubo transferencias entre las jerarquías de valor razonable de Nivel 1 y Nivel 2.

NOTA 13 – OTROS ACTIVOS Y PASIVOS NO FINANCIEROS

13.1 Otros activos no financieros

No corrientes

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Saldo a favor impuesto a las ganancias	12.947	12.948	9.035
Gastos pagados por adelantado	186	186	371
Anticipos por compra de bienes de uso	-	-	2.056
	13.133	13.134	11.462

Corrientes

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Créditos impositivos	397	1.053	928
Gastos pagados por adelantado	390	688	784
	787	1.741	1.712

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 apertura por vencimiento de los otros activos no financieros es la siguiente:

Vencido								
Total	Trimestre I 2013	Trimestre IV 2012	Trimestre III 2012	Trimestre II 2012	Trimestre I 2012	2011	2010	< 2009
398	397	-	-	-	-	-	-	1

A Vencer						
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014
13.522	-	224	133	32	186	12.947

13.2 Otros pasivos no financieros

No corrientes

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Acción declarativa – Ajuste por inflación	21.585	21.585	11.081
	21.585	21.585	11.081

La apertura por vencimiento de los otros pasivos no financieros es la siguiente:

A Vencer						
Total	Sin plazo	Trimestre II 2013	Trimestre III 2013	Trimestre IV 2013	2014	>2014
21.585	21.585	-	-	-	-	-

NOTA 14 – EFECTIVO Y EQUIVALENTE EN EFECTIVO

Efectivo y equivalente en efectivo	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Efectivo en caja y bancos	615	1.801	5.541
Colocaciones a corto plazo	93.765	95.637	91.023
	94.380	97.438	96.564

Las colocaciones a corto plazo se realizan por períodos variables de entre un día y tres meses, según las necesidades de efectivo inmediatas de la Sociedad, y devengan intereses a las tasas de colocaciones a corto plazo respectivas.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 15 – PROVISIONES

	Para deudores de cobro dudoso	Para otros créditos de cobro dudoso	Para juicios y reclamos	Total
Al 01 de enero de 2012	9.107	313	11.997	21.417
Incrementos	387	263	4.489	5.139
Disminuciones	(1.746)	(1)	(3.849)	(5.596)
Al 31 de diciembre de 2012	7.748	575	12.637	20.960
Al 01 de enero de 2012				
Corriente	8.610	313	11.997	20.920
No corriente	497	-	-	497
Al 31 de diciembre de 2012				
Corriente	7.251	575	12.637	20.463
No corriente	497	-	-	497
	Para deudores de cobro dudoso	Para otros créditos de cobro dudoso	Para juicios y reclamos	Total
Al 31 de diciembre de 2012	7.748	575	12.637	20.960
Incrementos	46	-	2.357	2.403
Disminuciones	(1)	-	(127)	(128)
Montos no utilizados, reversados	-	-	(188)	(188)
Al 31 de marzo de 2013	7.793	575	14.679	23.047
Al 31 de marzo de 2013				
Corriente	7.296	575	14.679	22.550
No corriente	497	-	-	497

NOTA 16 - 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 marzo 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 SL (“E.ON”), -una compañía perteneciente al grupo E.ON AG (24%).

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

16.1 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 períodos 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 período 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 marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012 son los siguientes:

DENOMINACION	CUENTAS POR COBRAR A ENTIDADES RELACIONADAS		
	Al 31 de marzo 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.	165	165	190
No Corriente			
EON	13	-	-
ENI S.p.A.	41	-	-
Total Sociedades Art. 33	219	165	190
Partes relacionadas:			
Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	462	405	110
Directores y Personal Gerencial	-	-	40
No Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	49	-	-
Total Partes Relacionadas	511	405	150
Total	730	570	340
Total Corriente	627	570	340
Total No Corriente	103	-	-

DENOMINACION	CUENTAS POR PAGAR A ENTIDADES RELACIONADAS		
	Al 31 de marzo de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1 de enero de 2012
Partes relacionadas:			
Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	871	979	881
No Corriente			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	293	-	-
Total Partes Relacionadas	1.164	979	881
Total	1.164	979	881
Total Corriente	871	979	881
Total No Corriente	293	-	-

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR		
	Al 31 de marzo de 2013	Al 31 de diciembre de 2012	Al 1 de enero de 2012
Partes relacionadas:			
Corriente			
Directores	246	287	82
Total Partes Relacionadas	246	287	82
Total	246	287	82
Total Corriente	246	287	82
Total No Corriente	-	-	-

En el transcurso de los períodos finalizados el 31 de marzo 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)]:

OPERACIONES	VINCULO	POR LOS PERIODOS FINALIZADOS EL	
		31 de marzo de 2013	31 de marzo de 2012
Prestación de servicios			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(3.265)	(2.638)
Total		(3.265)	(2.638)
Remuneraciones			
Directores y Personal Gerencial	Relacionada	(1.639)	(1.340)
Total		(1.639)	(1.340)
Gastos operativos			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	(638)	(566)
Total		(638)	(566)
Recupero de costos y otros			
Distribuidora de Gas del Centro S.A.	Relacionada	47	20
Total		47	20
Total operaciones		(5.495)	(4.524)

16.2 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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

- Remuneración al personal gerencial clave

Los importes reconocidos como gasto durante los períodos informados se encuentran expuestos en el cuadro de operaciones del punto 16.1.

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 529.200. Durante el ejercicio 2012 y hasta la realización de la Asamblea citada se efectuaron pagos de anticipos por estos honorarios.

- 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.

- 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 17 – CAPITAL SOCIAL, RESERVAS DE CAPITAL Y OTROS COMPONENTES DE PATRIMONIO

17.1 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°

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 marzo 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.

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.

17.2 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.

17.3 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:

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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.

17.4 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 período.

17.5 Capital suscrito, integrado, emitido e inscripto

	31.03.2013	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 marzo de 2013 asciende a 202.351, encontrándose totalmente suscrito, integrado, emitido e inscripto a esa fecha.

17.6 Ajuste de capital

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Ajuste de capital	217.428	290.480	290.480
Disposición Asamblea	-	(73.052)	-
Ajuste de capital	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

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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 01 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 “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.

17.7 Reserva legal

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Reserva legal	29.622	29.622	29.189

17.8 Otros componentes del patrimonio

	31.03.2013	31.12.2012	01.01.2012
Reserva por activos financieros mantenidos para la venta	(199)	(268)	-

Esta cuenta registra los cambios en el valor razonable de los activos financieros mantenidos para la venta.

NOTA 18 - 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 17.4), 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).

Con fecha 26 de abril de 2012, la Asamblea General Ordinaria y Extraordinaria de Accionistas, considerando la utilidad neta del ejercicio de 8.677 y los Resultados no Asignados del ejercicio anterior de 18.804, aprobó la siguiente distribución: a Reserva Legal 433, a dividendos en efectivo 2.748 (los dividendos por acción son de 0,0136), a constituir una Reserva Facultativa para futuras distribuciones de dividendos por el monto correspondiente a los Resultados no Asignados al inicio del ejercicio por 18.804 y a constituir una Reserva Facultativa para cubrir necesidades económicas-financieras por el remanente de la utilidad del ejercicio por 5.496.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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.

NOTA 19 - 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 14/05/2013
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 redireccionamiento 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 pudiese 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 14/05/2013
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 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..."

Tal lo mencionado en la Nota 1.3.3) de los presentes estados financieros, el 20 de setiembre de 2007 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la CNACAF. Mediante la sentencia del 12 de mayo de 2011, el tribunal tomó en consideración que no corresponde que se calculen las nuevas tarifas con prescindencia del proceso de revisión tarifaria ordenado por los acuerdos celebrados del proceso de renegociación, respecto de los cuales "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 MINPLAN 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 AT mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el RTT previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos." El MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado -que la Sociedad ha contestado el 13 de octubre de 2011- y a su vez interpuso Recurso Extraordinario Federal, lo que fue rechazado por el mencionado tribunal el 23 de febrero de 2012. En marzo de 2012 el MPFIPyS presentó Recurso de Queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación ("CSJN"). Por su parte el ENARGAS también interpuso Recurso Extraordinario ante la CNACAF que fue rechazado el 08 de mayo de 2012, y también presentó Recurso de Queja ante la CSJN. Mediante sentencia del 14 de febrero de 2013 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 (Ex. 12142/07)" resolvió dejar sin efecto el acto que denegó el recurso extraordinario debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. Dichas actuaciones ya se encuentran en la CNACAF.

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 14/05/2013
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.

(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 14/05/2013
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).

El compromiso mínimo acordado por la Sociedad asciende, en base a las tarifas vigentes, a aproximadamente 83,04 millones entre el 1° de abril de 2013 y el 30 de abril de 2017 (Nota 1.3.3), distribuidos en distintos ejercicios medidos en años de la siguiente manera:

2013	2014	2015	2016	2017	Total
15,25	20,34	20,34	20,34	6,77	83,04

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.

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 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 20 – CONTINGENCIAS

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

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

En octubre de 2002 la Fiscalía de Estado de la Provincia de Mendoza denunció la extinción de E.M.S.E. y la continuación de la misma por parte de la Provincia por ser su única accionista, siendo admitida como parte en juicio. El 5 de junio de 2008 se notificó la sentencia de primera instancia que hizo lugar a la demanda condenando a la Sociedad a pagar a la Provincia de Mendoza el equivalente a 49.139.129 m³ valorizados según las instrucciones de la Provincia de Mendoza a Gas del Estado a \$ 0.017556 por m³, lo que arrojó un total de 863 con más la tasa pasiva fijada por el Banco Central desde la fecha de interposición de la demanda y hasta el efectivo pago.

La condena no incluyó el importe que había sido depositado a embargo en el expediente, dado que se refiere al remanente de m³ a recuperar, deducida la cobranza ya efectuada.

La sentencia no ha considerado defensas de la Sociedad que eran sustanciales para la solución del caso: a) el crédito ya se encontraba extinguido por haber cobrado la Provincia mediante el aporte de las obras al proceso de privatización de Gas del Estado S.E, a cambio de parte del precio pagado por la inversora, y el reconocimiento de un 30% de participación accionaria en la Sociedad (Ley N° 5.916). b) la obligación contenida en el contrato de transferencia es una obligación de hacer. El obligado al pago eran los usuarios de las redes, por lo que el perjuicio en todo caso, se circunscribe al costo de un servicio de cobranza.

La Sociedad presentó recurso de apelación el 16 de octubre de 2008. La parte actora también apeló. El 28 de abril de 2009 se notificó la sentencia de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal que rechaza las apelaciones de la actora y la demandada, confirmando así la sentencia de primera instancia. El 13 de mayo de 2009 la Sociedad interpuso recurso extraordinario por sentencia arbitraria, el cual fue rechazado mediante sentencia del 26 de mayo de 2010 haciendo aplicación del Art. 280 del Código Procesal, Civil y Comercial de la Nación.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 causa está finalizada con sentencia desfavorable. Con fecha 24 de agosto de 2011 la Sociedad depositó el importe total y definitivo de la condena por un total de 2.357.

b) 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.

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

c) 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 el ENARGAS no ha definido.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 podido tomar vista del Expediente Administrativo correspondiente y del análisis de la documentación allí obrante, como así también de su interpretación de la normativa vigente aplicable y de otros antecedentes similares, la Sociedad considera que ha facturado a sus clientes conforme a dicha normativa. Por ello la Sociedad acudirá, en defensa de su proceder, a las instancias disponibles administrativas y/o judiciales previstas en la normativa vigente. En tal sentido, con fecha 28 de abril de 2004 presentó ante el ENARGAS el correspondiente descargo de la imputación realizada por esa Autoridad. 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 receptor sus observaciones y sugerencias, las que fueron realizadas y presentadas por la Sociedad a fines de agosto de 2009.(Nota 1.3.3)

Los asesores legales de la Sociedad estiman que, teniendo en cuenta el estado y antecedentes del trámite iniciado, consideran remoto que del resultado final del proceso referido surjan consecuencias negativas para la Sociedad.

d) 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 descrita 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.

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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 21 - 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.

21.1 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.

- 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.

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 marzo 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.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 precios de productos básicos

La Sociedad al 31 de marzo 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.

21.2 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.

La Sociedad presta el servicio de distribución, transporte, y venta de gas 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 por el período de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013. 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 marzo de 2013 las cuentas a cobrar morosas netas de cargos fideicomisos totalizan 13.615, y se ha registrado una provisión por riesgo de incobrabilidad de 7.793.

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

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 61% y el 48% de las ventas brutas de la Sociedad, en los períodos finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012, respectivamente.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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.

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:

	<u>Al 31 de marzo de 2013</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2012</u>	<u>Al 01 de enero de 2012</u>
YPF S.A.	4.663	4.187	2.347
T.G.N. S.A.	2.743	2.738	2.663
Total	<u>7.406</u>	<u>6.925</u>	<u>5.010</u>
% que representa sobre el total de cuentas a pagar comerciales y otras cuentas a pagar	<u>17%</u>	<u>16%</u>	<u>14%</u>

En el transcurso de los períodos finalizados el 31 de marzo de 2013 y 2012, la Sociedad ha realizado con ambos proveedores las siguientes operaciones:

	<u>Al 31 de marzo de 2013</u>	<u>Al 31 de marzo de 2012</u>
Compra de gas a YPF S.A.	6.025	5.459
Transporte realizado por T.G.N. S.A.	5.277	5.269
Total	<u>11.302</u>	<u>10.728</u>
% que representa sobre el total de compras y gastos	<u>17%</u>	<u>21%</u>

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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 los períodos finalizados el 31 de marzo 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 marzo de 2013, la Sociedad no cuenta con activos financieros entregados y recibidos en garantías.

NOTA 22 – ESTACIONALIDAD DE LAS OPERACIONES

La prestación del servicio es altamente sensible a las condiciones climáticas. La demanda de gas natural de los usuarios residenciales y, consecuentemente, las ventas y utilidades de la Sociedad son significativamente más altas durante los meses más fríos del año (mayo a septiembre).

NOTA 23 - 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 14/05/2013
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 No Adherida al Régimen Estatutario Optativo de Ofertas Públicas de Adquisición Obligatoria.

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el periodo de tres meses finalizado el 31 de marzo de 2013.

1) Comentarios sobre las actividades de la empresa desde el 1º de enero de 2013 hasta el 31 de marzo de 2013:

Durante el transcurso del período 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 542.361 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 54.485 metros de cañerías de redes y gasoductos y en 1.241 nuevos servicios, con un crecimiento neto de 2.652 clientes, valor este último, que representa un aumento aproximado de 0,49% con respecto al cierre del ejercicio anterior. En comparación, el sistema se expandió en aproximadamente 0,42% con respecto al total del 31/12/12, finalizando el primer trimestre de 2013 con una extensión aproximada a los 12.878 kms. de redes y gasoductos.
- Se inició la ejecución del programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2013, por el cual se relevaron aproximadamente 393 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Se comenzaron los recorridos anuales referidos al control técnico programado de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 214 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 primer trimestre se cuenta con 214 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución.
- Se realizaron 355 actualizaciones y anteproyectos de suministro para nuevas redes. En el Centro de Atención Telefónica se recibieron y atendieron 29.904 llamadas con un 80% de eficiencia de atención dentro de los 40 segundos. También se realizaron 463 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 815.000 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 14/05/13. La información comparada contenida en los puntos 2 a 5 de la presente Reseña Informativa, en todo cuanto corresponda, surge de los Estados Contables de publicación al 31/03/13. 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. Hasta la fecha del presente documento no se ha procedido a la liquidación anticipada del Fideicomiso, ni a la adecuación de la Estructura del Contrato. 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 aguarda la formalización de la liquidación anticipada 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 pueda resultar de la aplicación de la **Resolución ENARGAS N° I-2.407/2012** emitida el 27/11/12, 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 comenzó con la ejecución del plan anual de capacitación de colaboradores y autoridades en diversos temas técnicos, de formación profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas, con una inversión de 1.089 horas/hombre.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas en 2012 hasta el 30/04/13, 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.

- Se comenzaron 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, todo como parte de la política de mejora continua y de la definición de un modelo de organización, gestión y control que tiene por objeto el logro de niveles crecientes de transparencia y confiabilidad de su sistema de control interno.
- 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.

Durante el periodo se avanzó en la segunda etapa del proyecto de alta electrónica de clientes, que contempla las gestiones de gasistas matriculados vía Web. Adicionalmente, se instrumentaron mejoras en el sistema integral de cobranzas y se avanzó en logro de sinergias 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; entre otras actividades ejecutadas y a concretar.

- En lo relativo a los sistemas informáticos, 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-2.407/12. Se continuó con el desarrollo de las fases de implementación de sistemas relacionados con los proyectos referidos al alta electrónica de clientes; gestión de despacho de gas; de servicios descentralizados de cobranzas; y la implementación del proyecto de emisión de la factura digital. También se evaluaron y priorizaron los requerimientos para el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo de la gestión de la Sociedad, al tiempo que se avanza en la implementación de cambios en la organización del área de Tecnología de Información con el fin de crear una estructura ágil y flexible, alineada con las estrategias del negocio.
- En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se culminó el desarrollo y aprobación de los procedimientos relacionados con: Comunicaciones; Participación y Consulta; Inspecciones de Salud, Seguridad y Ambiente; Gestión de No Conformidades; Acciones Correctivas y Acciones Preventivas; y Gestión de Datos Estadísticos. De acuerdo al documento final de evaluación de riesgos de la totalidad de los puestos de trabajo de la Sociedad realizado en el año 2012, se continuaron las obras de redistribución de puestos de trabajo con premisas de lograr mayor iluminación, ventilación, circulación y seguridad en los ambientes de trabajo.

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-Pantanillo 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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. Por imperio de las circunstancias, no atribuibles a las funciones de la Sociedad, a la fecha del presente documento las obras aún se encuentran en ejecución y no obstante su importante grado de avance, su plazo de finalización se re-determinó para el mes de mayo de 2013.

- 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; y otras inversiones menores. Al cierre del periodo las inversiones totalizaron \$4,1 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 de diciembre de 2003, fecha que fue prorrogada sucesivamente por otras leyes, siendo la prórroga vigente la ordenada hasta el 31/12/13 por Ley N° 26.729.

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.

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:



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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. La Sociedad presentó al ENARGAS pedidos de ajuste por aplicación del MMC conforme el siguiente detalle:

Fecha de la solicitud	Periodo de las variaciones de costos solicitadas
02/12/09	Setiembre de 2008 a Agosto de 2009
24/08/10 - 29/10/10	Setiembre de 2009 a Febrero de 2010
28/01/11	Marzo de 2010 a Agosto de 2010
09/09/11	Setiembre de 2010 a Febrero de 2011
02/02/12	Marzo de 2011 a Agosto de 2011
23/07/12	Setiembre de 2011 a Febrero de 2012

El ENARGAS no ha aplicado plenamente aún 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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-2.407/12**, que prevé los aspectos considerados en el acta mencionada, con vigencia a partir de su fecha de emisión.

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; **(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.

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.

Mediante sentencia del 12/05/11 recaída en el Expte. caratulado “Distribuidora de Gas Cuyana S.A. c/Resolución I/030 ENARGAS y otros”, la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal (“CNACAF”) resolvió el recurso directo que la Sociedad había interpuesto el 20/09/07 en contra de la Resolución ENARGAS I/030 del 29/06/07. El objeto de la acción era que el tribunal fijase el tiempo en el que el ENARGAS deberá cumplir con el ajuste de tarifas, a causa de extra costos de operación y mantenimiento de la Planta Compresora de Cerro Mollar, en el Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza (el ENARGAS había resuelto que el reconocimiento de extra costos correspondía, pero que debía tener lugar en el marco de una RTI). Al resolver, la CNACAF se pronuncia 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 AT mencionado deberá pronunciarse acerca de la adecuación de tarifas según el RTT previsto en el plazo de 60 días hábiles administrativos.” El MPFIPyS presentó un pedido de nulidad de todo lo actuado -que la Sociedad ha contestado el 13/10/11- y a su vez interpuso Recurso Extraordinario Federal, lo que fue rechazado por el mencionado tribunal el 23/02/12. En marzo de 2012 el MPFIPyS presentó Recurso de Queja ante la Corte Suprema de Justicia de la Nación (“CSJN”). Por su parte el ENARGAS también interpuso Recurso Extraordinario ante la CNACAF que fue rechazado el 08/05/12, y también presentó 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 debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. El traslado fue contestado por la Sociedad.

- 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

- 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

- El 10/03/2011 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.

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

- 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 de septiembre de 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.
- 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**.

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, re-facturaciones 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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- 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 y **Resolución N° I-2.200/2012** del 05/06/12 para el año 2012, 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 la 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.

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 24/11/2011, 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 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 sentencias, sin novedades a la fecha del presente documento, 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) La Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal ("CNACAF") resolvió con fecha 10/09/09 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.

- 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 .

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 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



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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...”

Como se ha informado en el subtítulo “Tarifas de distribución” de la presente Reseña Informativa, el 20/09/07 la Sociedad presentó un recurso judicial directo contra dicha resolución ante la CNACAF. Mediante la sentencia del 12/05/11, el tribunal tomó en consideración que no corresponde que se calculen las nuevas tarifas con prescindencia del proceso de revisión tarifaria ordenado por los acuerdos celebrados del proceso de renegociación, respecto de los cuales “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 MINPLAN 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 debiendo remitirse las actuaciones al tribunal de origen para que se corra traslado a la parte actora y oportunamente se resuelva sobre su procedencia. Dichas actuaciones ya se encuentran en la CNACAF.

- 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.

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.

- Se renovaron los acuerdos con los Grandes Usuarios y GNC cuyos vencimientos se producían en 2012, 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.

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

	<u>31/03/13</u>	<u>31/03/12</u>
Activo Corriente	160.548	126.008
Activo no corriente	494.240	499.208
Total del activo	654.788	625.216
Pasivo corriente	80.382	74.589
Pasivo no corriente	94.168	83.189
Total del pasivo	174.550	157.778
Patrimonio total	480.238	467.438
Total del pasivo más patrimonio	654.788	625.216

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

	<u>31/03/13</u>	<u>31/03/12</u>
Resultado operativo (Pérdida)	(3.673)	(11.933)
Resultados financieros	4.819	3.550
Resultado neto del periodo de operaciones que continúan, antes del impuesto a las ganancias - Utilidad / (Pérdida)	1.146	(8.383)
Impuesto a las ganancias (ingreso)	1.151	2.918
Utilidad / (Pérdida) neta del periodo	2.297	(5.465)
Otro resultado integral del periodo	106	-
Efecto en el impuesto a las ganancias	(37)	-
Ganancia / (Pérdida) neta integral del periodo	2.366	(5.465)

4) Estructura del flujo del efectivo comparativa (en miles de pesos):

	<u>31/03/13</u>	<u>31/03/12</u>
Fondos generados por (aplicados a) las actividades operativas	1.276	(1.927)
Fondos aplicados a las actividades de inversión	(4.334)	(6.906)
Total de fondos aplicados durante el periodo	(3.058)	(8.833)

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/13
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.

5) Datos estadísticos:

	31/03/13	31/03/12
Volúmenes operados (millones de m ³)	541	550
Ingresos por ventas (miles de pesos)	56.286	35.975
Costo del gas (miles de pesos)	33.200	28.226

6) Índices:

	31/03/13	31/03/12
Liquidez ¹	2,00	1,69
Liquidez inmediata ²	1,97	1,66
Solvencia ³	2,75	2,96
Endeudamiento ⁴	0,36	0,34
Razón del Patrimonio neto/Activo total	0,73	0,75
Inmovilización del capital ⁵	0,75	0,80
Rentabilidad ⁶	0,005	-0,012
Leverage financiero (ROE/ROA) ⁷	1,36	1,32
Rotación de activos ⁸	0,09	0,06
Rotación de inventarios ⁹	0,24	0,21

Las cifras expuestas en miles de pesos surgen de los Estados Contables de publicación al 31/03/13. 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 31/03/13 (pérdida de \$3,6 millones) acusa una diferencia positiva de \$8,3 millones con respecto al 31/03/12 (pérdida de \$11,9 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 periodos. Esto implica un cambio favorable, aunque sigue siendo relevante su diferencia -pérdida- de \$14,5 millones (como consecuencia del congelamiento de tarifas desde 1999 y del incremento de precios sufrido en todos estos años) con relación a la utilidad del primer trimestre de 2001 (\$10,9 millones), año anterior a la pesificación de las tarifas, la devaluación y el proceso inflacionario derivado.
- El resultado neto del periodo cerrado al 31/03/13 es una utilidad de \$2,4 millones, lo que implica alcanzar una diferencia -utilidad- de \$7,9 millones con respecto a la pérdida registrada al 31/03/12, que ascendió a \$5,5 millones.

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

(i) el aumento de 56,5% en las ventas en pesos con respecto al 31/03/12, originado conjuntamente y con distintos efectos, por una disminución de 1,6% en el volumen de gas operado entre ambos ejercicios, el incremento del número de clientes (0,49%); por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes (9,7% más de venta en volumen a la demanda prioritaria); y por una participación de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/12 en el total de la facturación del nuevo periodo de aproximadamente 28,9%;

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 14/05/13
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.

(ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 25,9% al 31/03/13 respecto del 31/03/12. El costo de ventas creció 17,6%, fundamentalmente por el efecto neto entre: el incremento de 25,6% en el costo de la compra del gas; una demanda prioritaria mayor que la registrada en el primer trimestre de 2012; el aumento de casi 19,3% en los gastos de distribución; y un costo de transporte que se mantuvo estable. Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 38%, 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;

(iii) el aumento de \$0,4 millón al 31/03/13 en los otros ingresos operativos netos con respecto al 31/03/12 como consecuencia principalmente, del aumento en el recupero de provisiones y por ganancia en el resultado venta de bienes de uso;

(iv) la mayor ganancia neta entre los costos y los ingresos financieros obtenidos al 31/03/13 de \$1,3 millones (35,8%) respecto de los correspondientes al 31/03/12, como consecuencia, principalmente, de un incremento de casi \$0,39 millón en la variación -ganancia- por intereses generados por activos y pasivos; una mínima disminución de los resultados por tenencia; y la mayor ganancia neta de \$0,95 millón entre las diferencias de cotización activas y pasivas (derivada, principalmente, por ganancias generadas por activos en dólares estadounidenses al 31/03/13 que si bien disminuyeron en 3,2% con respecto al 31/03/12, su valuación dependió de distintos diferenciales de cotización del peso argentino frente al dólar estadounidense entre épocas -con una paridad al 31/03/13 de \$5,082 por U\$S, y de \$4,878 por U\$S al 31/12/12, frente a \$4,339 por U\$S al 31/03/12, versus \$4,264 al 31/12/11-); y

(v) el menor ingreso por impuesto a las ganancias en el primer trimestre de 2013 respecto de igual período de 2012, resultante del efecto neto entre el cargo por el impuesto a la ganancia mínima presunta y el origen y reversión de diferencias temporarias de distinta magnitud en los periodos considerados, lo que implica una diferencia entre periodos –pérdida– de \$1,8 millones.

8) Perspectivas:

- Para el segundo trimestre del año 2013 se prevé:

La gestión

- 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.
- Continuar con 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, y de supervisión técnica de las instalaciones y actividades de los Subdistribuidores.
- Planificar las nuevas auditorías técnicas, comerciales y administrativas a desarrollar durante el ejercicio 2013, como parte del proceso de control interno. Continuar con las actividades relativas al desarrollo y actualización de procedimientos y manuales, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. Llevar a cabo un proceso de optimización de los sistemas informáticos, y administrar la seguridad de los mismos conforme las necesidades de la gestión. Proseguir con la implementación de mejoras a los procesos comerciales y técnicos –en especial, culminar la implementación del proyecto de alta electrónica de clientes, el proyecto de servicios descentralizados de cobranzas, y la primera fase de una nueva herramienta informática en el sector de despacho–; continuar con las modificaciones al sistema comercial por cambios en materia regulatoria; con el proyecto de eficiencia en el centro de cómputos, entre otros objetivos del sector de tecnología de la información, y con el mantenimiento de las aplicaciones existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”), en el marco del Plan de Acción 2011/2013, se continuarán las actividades relacionadas con la implementación del Sistema Integrado de Gestión de Salud, Seguridad y Ambiente, avanzando en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación de normas internacionales en el ámbito de SSA.
- Llevar a cabo las negociaciones previstas para renovar el Convenio Colectivo de Trabajo vigente y actualizar las escalas salariales que regirán a partir de mayo 2013.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Proseguir con el programa anual de capacitación elaborado para el ejercicio sobre la base del proyecto interanual previsto, abarcando temas de formación técnica, profesional, actitudinal y complementaria a las competencias adquiridas.
- 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-2.407/12 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.

Entre otras inversiones, se proseguirá con las obras de renovación de cámaras reguladoras de presión, de redes y servicios e interconexión de gasoductos de alta presión; adquisición de equipamiento para distintos sectores; se realizarán trabajos de digitación de planos; y se continuará con las obras de remodelación de oficinas.

- En el marco de la Resolución ENARGAS N° I-2.407/12, 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.
- Llevar a cabo 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.

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.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- Finalizar las negociaciones conducentes a renovar totalmente los acuerdos de distribución de gas con los grandes usuarios para el periodo comprendido entre el 01/05/12 y el 30/04/13, adecuándose los compromisos a la realidad de los escenarios actuales de disponibilidad de transporte y distribución.

- **Para el resto del año 2013 se prevé:**

La gestión

- Continuar con el desarrollo de los planes técnicos y comerciales en los centros operativos, sucursales y agencias, previstos para el año, privilegiando la continuidad, la seguridad y la calidad en la prestación del servicio.
- Proseguir con las tareas programadas para el año 2013 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, y de supervisión técnica de los Subdistribuidores.
- 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, incluyendo los permisos en las aplicaciones en función de las actividades del puesto, en el marco del proceso de definición de un modelo de organización, gestión y control con estadios de creciente eficiencia. Concretar la implementación del sistema de lectores biométricos para el control de acceso de personas a las oficinas y del sistema de los colectores de datos para la lectura de consumos de grandes clientes. Se continuará con 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 continuará con el mantenimiento de los sistemas existentes en apoyo a la gestión de la Sociedad.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se continuará con el Plan de Acción 2011/2013, que incluye entre otros aspectos la campaña anual de concientización para disminuir los riesgos del monóxido de carbono, avanzando además en la definición e implementación de los procesos necesarios para alcanzar el objetivo de cumplir con las condiciones que permitan una futura certificación de normas internacionales en el ámbito de SSA.
- Aplicar las condiciones convencionales y salariales que se pacten en la negociación del segundo trimestre.
- Concretar el programa de capacitación previsto para el personal con un total de aproximadamente 3.400 horas/hombre para todo el año 2013.
- 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.

Las inversiones

- Llevar a cabo las actividades relativas al programa 2013 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 distintas zonas del área licenciada; se incorporarán by pass y sistemas de filtrado a las cámaras reguladoras de presión; se realizarán trabajos de digitación de planos; la puesta en marcha de un nuevo software para cálculo de líneas de transmisión y redes; se finalizarán las obras de remodelación de oficinas; 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-2.407/12, se dará continuidad a las actividades administrativas y técnicas que se requieran en cumplimiento de los objetivos establecidos.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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.
- Presentar al ENARGAS el octavo y noveno pedido de ajuste de tarifas por variación de costos, en función de lo previsto en el AT y en el AA.
- 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.

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 contables y de la información complementaria a presentar en el periodo en que se aplican 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.

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 31/03/13, 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 31/03/13 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 periodo de tres meses y al ejercicio que finalizaron el 31/03/13 y el 31/12/12, respectivamente.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

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

Sobre los Estados Financieros por el período iniciado el 1° de enero de 2013 y finalizado el 31 de marzo 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 **1.3.** 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 Nota **12** 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., 12.4. y 12.5. de los Estados Financieros.**

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

Ver Notas **12.1., 12.3, 12.6 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 14/05/2013
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.a. Inventarios:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 2.3.6. a los Estados Financieros.

8.b. Propiedades, planta y equipo y otros activos:

Los criterios de valuación surgen de la Nota 2.3.3. a los Estados Financieros.

Propiedades, planta y equipo:

9. No existen propiedades, planta y equipo revaluados técnicamente. Ver Nota 2.3.3. a los Estados Financieros.

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 la propiedad, 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. a los Estados Financieros.

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 1.110	(1) U\$S 590 (2) U\$S 1.968 U\$S 1.110	1.893
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 111.309 € 10.000	U\$S 9.500 € 10.000	276.626
Responsabilidad civil Directores y Gerentes	Responsabilidad civil	U\$S 10.000	U\$S 1.000	-
Valores en tránsito y en caja	Robo	U\$S 500	U\$S 500	192

(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.

Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 14/05/2013
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 Dirección de la Sociedad, habida cuenta de que las pólizas contratadas responden a las necesidades de la Sociedad, considera que los riesgos corrientes se encuentran suficientemente cubiertos.

Contingencias positivas y negativas:

14. En Nota **2.3.10.1.** 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 18).

Adelantos irrevocables a cuenta de futuras suscripciones:

16. No existen adelantos irrevocables.
17. No existen dividendos acumulativos impagos de acciones preferidas.
18. En Nota **16** 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 14/05/2013
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 revisión limitada de estados financieros condensados de período intermedio

A los Señores Directores de
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.:

I. Informe sobre los estados financieros

Introducción

1. Hemos revisado los estados financieros condensados de período intermedio adjuntos de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. que comprenden: (a) el estado de situación financiera al 31 de marzo de 2013, (b) los estados del resultado integral, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de tres meses finalizado en esa fecha, y (c) notas explicativas seleccionadas. La información financiera correspondiente al año 2012, presentada con fines comparativos, es parte de los estados financieros de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. mencionados precedentemente y tiene el propósito de que se lea sólo en relación con esos estados financieros.

Responsabilidad del Directorio

2. El Directorio es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros de la Sociedad de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), adoptadas por la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas como normas contables profesionales 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) y, por lo tanto, es responsable por la preparación y presentación de los estados financieros condensados de período intermedio mencionados en el párrafo 1. de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 "Información Financiera Intermedia" (NIC 34).

Responsabilidad del auditor

3. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre los estados financieros condensados de período intermedio mencionados en el párrafo 1, basada en nuestra revisión. Hemos realizado nuestra revisión de acuerdo con las normas de la Resolución Técnica N° 7 de la Federación Argentina de Consejos Profesionales de Ciencias Económicas aplicables a la revisión limitada de estados financieros de períodos intermedios. De acuerdo con dichas normas, una revisión limitada consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos a la información financiera y en efectuar indagaciones a los responsables de las cuestiones contables y financieras. El alcance de una revisión es sustancialmente menor al de una auditoría de estados financieros, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados financieros tomados en su conjunto. Por lo tanto, no expresamos tal opinión.

Cuestiones que afectan la conclusión

4. Tal como se menciona en la nota 2.3.7 a los estados financieros mencionados en el párrafo 1., la Sociedad determinó el valor recuperable de las propiedades, planta y equipos 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 del proceso de renegociación de ciertos términos del contrato de licencia con el Estado Nacional, que se detallan en la Nota 1.3.3 a los estados financieros descritos en el párrafo 1. 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 marzo de 2013.

Esta incertidumbre dio 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. Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros condensados de período intermedio mencionados en el párrafo 1. no están preparados, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con la NIC 34. Esta conclusión debe ser leída considerando las incertidumbres descritas en el párrafo 4., cuya resolución no puede estimarse a la fecha de este informe.

Otras cuestiones que no afectan la conclusión

6. Tal como se indica en la Nota 2.5 a los estados financieros condensados de período intermedio adjuntos, las partidas y cifras contenidas en las conciliaciones entre las normas contables profesionales anteriores y las NIIF incluidas en dicha nota, están sujetas a cambios y sólo podrán considerarse definitivas cuando se preparen los estados financieros anuales del ejercicio 2013.

II. Informe sobre otros requerimientos legales y regulatorios

En cumplimiento de disposiciones vigentes informamos que:

- (a) Sobre la base de nuestra revisión, nada ha llamado nuestra atención que nos hiciera pensar que los estados financieros mencionados en el párrafo 1. no están 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. Esta conclusión debe ser leída considerando las incertidumbres descritas en el párrafo 4., cuya resolución no puede estimarse a la fecha de este informe.
- (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.

- (c) La información contenida en los puntos 2, 3, 4 y 6 de la “Reseña Informativa por los períodos intermedios finalizados el 31 de marzo de 2013” y en la “Información adicional a las notas a los estados financieros - Art. N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires” es presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires, respectivamente. Dicha información surge de los estados financieros mencionados en el párrafo 1.
- (d) Al 31 de marzo 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 \$703.735 no siendo exigible a esa fecha.

Buenos Aires,
14 de mayo de 2013

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.

Hemos examinado los estados financieros condensados de período intermedio de Distribuidora de Gas Cuyana S.A. que comprenden el estado de situación financiera al 31 de marzo de 2013 y los correspondientes estados del resultado integral, de cambios en el patrimonio neto y de flujo de efectivo por el período de tres meses finalizado en esa fecha, notas explicativas seleccionadas, reseña informativa e información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires por el período de tres meses finalizado en esa fecha. Dichos estados de situación financiera, así como también la reseña informativa y la información requerida por el artículo 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires son responsabilidad del Directorio de la Sociedad. Nuestra responsabilidad es informar sobre dichos documentos basados en el trabajo que se menciona en el párrafo siguiente.

Para realizar nuestra tarea profesional sobre los documentos detallados en el párrafo 1. hemos participado en reuniones de trabajo en las que hemos revisado el trabajo efectuado por la firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., quien emitió su informe con fecha 14 de Mayo de 2013 de acuerdo con Normas de Auditoría vigentes en la República Argentina para la revisión limitada de Estados Contables correspondientes a períodos intermedios. Una revisión limitada consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos a la información contable y en efectuar indagaciones a los responsables de cuestiones contables y financieras. El alcance de ésta revisión es sustancialmente menor al de una auditoría de estados contables, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre los estados contables tomados en su 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.

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 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 del proceso de renegociación de ciertos términos del contrato de licencia con el Estado Nacional, que se detallan en la nota 1.3.3 a los estados financieros adjuntos. Existen incertidumbres respecto a si estas premisas utilizadas por la Gerencia para elaborar las proyecciones puedan concretarse en el futuro, y en consecuencia si los valores recuperables de los bienes de uso superarán los importes registrados en los libros al 31 de marzo de 2013.

Se deja expresa constancia que se ha dado cumplimiento a las disposiciones del art. 294

de la Ley de Sociedades Comerciales que se consideraron necesarias 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.

1. Basados en nuestra revisión, y en el informe de fecha 14 de mayo de 2013 del Contador Ezequiel A. Calciati de la firma Pistrelli, Henry Martin y Asociados S.R.L., no estamos en conocimiento de ninguna modificación significativa que deba hacerse a los estados contables mencionados en el primer párrafo para que los mismos estén presentados de acuerdo con la NIC 34, las normas pertinentes de la Ley de Sociedades Comerciales, y de la Comisión Nacional de Valores. Esta manifestación debe ser leída considerando las incertidumbres descriptas en el párrafo 4, cuya resolución no puede estimarse a la fecha de éste informe.
2. La información contenida en los puntos 2, 3, 4 y 6 de la Reseña informativa por los períodos intermedios finalizados al 31 de marzo de 2013 y 2012 y en los puntos 1 a 18 de la “Información requerida por el artículo N° 68 del Reglamento de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires”, presentada por la Sociedad para cumplimentar las normas de la Comisión Nacional de Valores y de la Bolsa de Comercio de Buenos Aires respectivamente, surge de los estados financieros mencionados en el párrafo 1.

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

Buenos Aires,
14 de Mayo de 2013

Por Comisión Fiscalizadora

Santos Oscar Sarnari
Contador Público (U.N.L.P.)
C.P.C.E.C.A.B.A. T°: 70 F°: 220