



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el periodo de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2019

1. Comentarios sobre las actividades de la Sociedad desde el 1° de enero de 2019 hasta el 30 de septiembre de 2019

1.1. La gestión

A continuación, se expone un cuadro que muestra la evolución de los principales indicadores de la actividad de la Sociedad durante el transcurso del periodo.

Principales Indicadores	30/09/19	31/12/18
Clientes al cierre	607.590	599.587
Inversiones en millones de \$ según Estados Financieros	572,5	1.039,4
Sistema de distribución (kms. de redes y gasoductos)	15.080	14.708
Volumen de gas entregado en millones de m ³	1.913	2.455
Cantidad de empleados	291	276

- Se registró un crecimiento neto de 8.003 clientes, lo que representa un aumento aproximado de 1,33% con respecto al ejercicio anterior.
- Continúa el programa de búsqueda y reparación de fugas para el año 2019, por el cual se relevaron aproximadamente 5.280 kms. de redes en zonas de alta y baja densidad habitacional.
- Siguen los recorridos anuales referidos al control técnico de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 657 inspecciones, y los correspondientes al mantenimiento de redes, gasoductos y cámaras, como así también a la supervisión técnica de los Subdistribuidores. Al cierre del periodo se cuenta con 221 estaciones de GNC conectadas al sistema de distribución. También se realizaron procedimientos preventivos para la detección de conexiones irregulares.
- Se aprobaron 72 actualizaciones y anteproyectos de suministro para nuevas redes.
- Se inició el plan anual de capacitación, con una inversión de 3.576 horas/hombre.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas a partir del 01/05/2019 conforme se convinieran en el ejercicio en el marco del Convenio Colectivo de Trabajo vigente, además se llegó a un acuerdo con respecto al periodo 2018.
- En materia de tecnología, continúa el proyecto de nuevos trámites en la web para instaladores matriculados y se finalizó la implementación de una nueva APP para inspecciones de estaciones de servicios de GNC. Se avanzó en la segunda etapa de rediseño del sitio web para que los clientes puedan acceder fácilmente a los trámites más frecuentes. Se implementaron en el sistema de facturación las adecuaciones para poner en marcha el esquema de facturación mensual y el Plan de diferimiento de factura invernal requerido por el ENARGAS. Se finalizaron las adecuaciones a al sistema web de trámites de Instaladores matriculadas y el sistema comercial para contemplar los cambios en la norma NAG 226 del ENARGAS.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se inició la revisión de los Procedimientos Ambientales en el marco de la NAG 153, y se continuó el proceso de Auditoría Externa, por parte de un ente Certificador, correspondiente a la certificación de las normas internacionales OHSAS 18001 (Seguridad y Salud Ocupacional) e ISO 14001 (Medio Ambiente). En materia de cuidado de la salud se realizaron las campañas de vacunación antigripal y se completaron los exámenes médicos periódicos 2018 de todo el personal.

1.2. Las inversiones

- Por otra parte, a partir del 01/04/2017 y hasta el 31/03/2019 la Sociedad ha cumplido con el año I y II del Plan Quinquenal de Inversiones que surge de las **Resoluciones ENARGAS N° 4.360/2017 y 308/2018**. Continúan las obras para el año III del Plan de Inversión, donde se ha previsto la ejecución \$ 413,39 millones a moneda nominal de diciembre 2016. La Sociedad mediante **Nota COM N° 5.134/19** del 4/10/2019, presentó ante el ENARGAS la propuesta de readecuación del plan de inversiones obligatorias que establece la **Resolución SGE N° 521/19**.

(*) Documento emitido al 07/11/2019 no cubierto por el Informe del Auditor. La información contenida en los puntos 2.2 a 2.5 de la presente Reseña Informativa, en todo cuanto corresponda, surge de los Estados Financieros de publicación al 30/06/2019. Respecto de las bases de presentación de dicha información, ver Nota 2 a los Estados Financieros indicados.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2. Estructura patrimonial, de resultados y del flujo de efectivo comparativas. Datos estadísticos e índices comparativos

2.1. Consideraciones Generales

2.1.1. Marco regulatorio

Las ventas e ingresos de la Sociedad se ven altamente influenciados por las condiciones climáticas imperantes en la Argentina. La demanda de gas natural es significativamente mayor durante los meses de invierno que durante el resto del año y, en consecuencia, también lo son los ingresos de la Sociedad.

Por otro lado, la Sociedad desarrolla una actividad altamente regulada. Al respecto, la Ley del Gas establece el precio del gas vendido por las empresas distribuidoras como la suma de:

(i) El costo del gas comprado

Por el principio de *pass-through* del gas previsto en el marco regulatorio, las tarifas finales a los usuarios deben incluir el costo del gas adquirido por la Sociedad y se deben modificar, sujeto a la aprobación del ENARGAS, como resultado de variaciones en el precio del mismo. De esta manera, las distribuidoras en general y la Sociedad en particular, no se ven afectadas por variaciones en el precio del gas adquirido ya que el mismo es trasladado en la tarifa de cada categoría de clientes.

El 31/12/2017 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública declarada mediante la Ley de Emergencia (con la salvedad de los aspectos alcanzados por la Ley N° 27.345), en cuyo marco el EN intervino en la fijación de precios y volúmenes del gas natural que adquieren las distribuidoras para el abastecimiento de su demanda. En virtud de ello, y dado el objetivo de las nuevas Autoridades de normalizar la industria del gas natural por redes, volviendo lo antes posible a la contractualización y a la vigencia plena del Marco Regulatorio establecido oportunamente por la Ley del Gas y con el objetivo de asegurar el consiguiente suministro a los consumidores finales y la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidios, el ex Ministerio de Energía y Minería (“MEyM”) convocó a los productores y distribuidoras a la suscripción de las siguientes bases y condiciones para la contratación de gas natural para los años 2018 y 2019 (las “Bases y Condiciones”):

- Las Bases y Condiciones conformaron pautas básicas para la suscripción de acuerdos de suministro para el abastecimiento de gas, cuya realización es de trascendental importancia para la normalización del servicio público de distribución de gas natural, por lo que el EN tiene directo interés en su cumplimiento en defensa del interés público.
- Las Distribuidoras tuvieron en consideración las disposiciones del Artículo 38° de la Ley N° 24.076, que prevén el traslado de los costos de adquisición de gas a las tarifas a ser pagadas por los usuarios del servicio de distribución, pudiendo el ENARGAS limitar el traslado de dichos costos en caso de determinar que los precios acordados exceden de los negociados por otras distribuidoras en situaciones que el ente considere equivalentes.

A través de la **Resolución MEyM 508/2017** se implementó un esquema de compensaciones asumidas por el el Estado Nacional respecto a (i) los Descuentos en Facturación y (ii) las Diferencias por GNNC de las Distribuidoras y Subdistribuidoras, con vigencia a partir del 01/01/2018.

A partir del 01/04/2018 la **Resolución del ENARGAS N° 308/2018** pone en vigencia el precio del gas natural para el período comprendido entre el 01/04/2018 al 30/09/2018 de acuerdo al sendero de precios establecido en las Bases y Condiciones. La mencionada **Resolución del ENARGAS N° 308/2018** establece en sus considerandos (i) que los precios pactados en el Anexo III de las Bases y Condiciones se encuentran denominados en dólares estadounidenses, por lo que se utilizará para su conversión la cotización vigente del día 15 del mes anterior a la entrada en vigencia de los nuevos cuadros tarifarios al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas); (ii) en lo que respecta al precio del Gas Licuado de Petróleo (GLP) para las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes dentro del área de la Sociedad los precios serán los que resulten de aplicar, para cada período de adecuación, los porcentajes establecidos sobre precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios.

Teniendo en cuenta que en las Bases y Condiciones se contempló como pilar para la continuidad, vigencia y viabilidad de las mismas, que el ENARGAS reconozca y traslade a tarifas los costos de adquisición del gas y, a raíz de la diferencia entre el tipo de cambio reconocido en el Cuadro Tarifario y el tipo de cambio aplicado por los productores de gas natural en sus facturas, la Sociedad se vio obligada (a los fines de poder garantizar la sustentabilidad del servicio) a realizar los pagos de gas a los productores utilizando el tipo de cambio reconocido por el ENARGAS. Por su parte, debido a que el precio del gas tuvo un incremento superior al 20% con respecto al reconocido en la tarifa, producto de la devaluación, la Sociedad solicitó al ENARGAS el reconocimiento de estos mayores costos, en un todo de acuerdo con lo previsto por la licencia de distribución.

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 15/06/2018 el ente desestimó la solicitud de la Sociedad, mediante **Nota ENARGAS N° 6.090**, razón por la cual la Sociedad ha presentado un Recurso de Reconsideración, el cual todavía está pendiente de resolución.

No obstante, los productores de gas con los que la Sociedad celebró los Acuerdos de Suministro, han intimado vía extrajudicial a la Licenciataria a abonar el precio del gas natural al tipo de cambio del día anterior a la fecha de pago de cada factura. Sustentan dicho reclamo en lo dispuesto en los Acuerdos de Suministro de Gas que establecen que el precio del gas fijado en dólares en las facturas debe ser abonado al tipo de cambio vendedor (divisa) del día anterior a la fecha de pago.

La Sociedad se ha opuesto a tales reclamos alegando que:

- 1) Al momento de suscribir las Bases y Condiciones, los firmantes (ex MINEM, Productores, Distribuidoras, ENARGAS) tuvieron especialmente en consideración el principio de "pass through" de los costos de adquisición del gas a tarifa, de manera tal que esos costos no les ocasionen a las distribuidoras ninguna pérdida o ganancia.
- 2) Que fueron los propios productores quienes firmaron las Bases y Condiciones junto con el entonces Ministerio de Energía y Minería de la Nación, y fue en el marco de esas Bases y Condiciones que posteriormente se firmaron los acuerdos de suministro de gas, por lo que mal podrían los productores alegar que el citado principio de "pass through" les resulta inoponible o ajeno.
- 3) La falta de pago al tipo de cambio reclamado por los productores no deriva de un incumplimiento de la Sociedad, sino de una situación imprevisible, extraordinaria y sobreviniente a la firma de los Acuerdos de Suministro que los tornaría inviables el mismo si la Sociedad tuviera que abonar el gas al tipo de cambio reclamado por los productores cuando ese tipo de cambio no les es reconocido en tarifa a la Sociedad.

Finalmente, y como consecuencia de lo establecido en el artículo N° 7 del decreto **PEN N° 1.053/2018** de fecha 15 de noviembre de 2018 el Poder Ejecutivo Nacional asume el pago de las diferencias generadas por variaciones del tipo de cambio correspondientes a los volúmenes comprados entre el 1° de abril de 2018 y 31 de marzo de 2019.

Con el primordial objetivo de asegurar el abastecimiento de los usuarios prioritarios de nuestras áreas de servicio, en cumplimiento de las **Leyes N° 24.076** y **N° 17.319**, la Sociedad buscó renegociar las condiciones que regularon la relación comercial con los productores. Como consecuencia de lo anterior para el período octubre de 2018 a marzo de 2019 se firmaron una serie de adendas a las Ofertas celebradas en el marco de las Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidores de Gas por Redes con distintos productores, con el fin de adaptar las cláusulas de dichas Ofertas al nuevo contexto de la vigencia del **Decreto PEN N° 1053/2018**.

Adicionalmente y con posterioridad a la publicación del decreto **PEN N° 1.053/2018**, la Distribuidora informó a los productores mediante nota de fecha 21 de diciembre de 2018 que adhirió al régimen del mencionado Decreto y por lo tanto ratificó que está en condiciones de pagar los valores en dólares acordados con cada productor convertidos al tipo de cambio reconocido por el ENARGAS en los cuadros tarifarios, mientras que las diferencias de cambio que se generen no representarán deuda de la Distribuidora en favor de los productores, en virtud que serán asumidas directamente por el Gobierno Nacional. Con fecha 15/08/2019 la **Resolución ENARGAS N° 466/2019** estableció que las disposiciones contenidas en el artículo N° 7 del decreto **PEN N° 1.053/2018** sólo resultarían aplicables a aquellas Licenciatarias y Productores de gas natural que adhieran al régimen de dicho decreto y renuncien expresamente a toda acción o reclamo derivado de las Diferencias Diarias Acumuladas, por lo cual Distribuidora adhirió con fecha 25/10/2019 en los términos de dicha resolución.

Por lo anterior la Sociedad ha informado a los productores por nota de fecha 10/09/2019 y en el marco del artículo N° 2 del decreto **PEN N° 1.053/2018** su propuesta de lineamientos generales para la reestructuración final de la relación comercial del período abril del año 2018 a marzo del año 2019 la cual, en caso de ser aceptada por el productor, deberá formalizarse como una adenda a los contratos celebrados en el marco de las Bases y Condiciones. En función de lo expuesto y aún considerando que la posibilidad de que algunos productores no adhieran al Art. 7° del decreto mencionado, la Sociedad considera que cuenta con sólidos argumentos para defender su posición respecto de la aplicación plena del principio del "pass through" en el costo del gas, resultando más probable que improbable que la posición de la Licenciataria finalmente prevalezca.

Con fecha 06/09/2018 se llevó a cabo una nueva AP para la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa y la aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado y, con fecha 08/10/2018, fue publicada la **Resolución ENARGAS N° 282/2018** y por la **Resolución ENARGAS N° 292/2018** del día 10/10/2018 que establece: (i) los nuevos cuadros tarifarios de la Sociedad; (ii) el esquema de bonificaciones previstas para los beneficiarios de tarifa social; (iii) límite de incremento para usuarios SGP1 y SGP2 de servicio completo del 50% en el valor del gas; y (iv) condiciones para la adquisición de gas natural con destino a expendio de GNC.

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

El precio del gas promedio por cuenca incluido en los nuevos cuadros tarifarios es el que surge de los nuevos contratos o adendas a los mismos pactados por IEASA y de las propuestas de los productores, el que resulta notoriamente inferior, en dólares, a aquel que surge de los contratos firmados en el marco de las Bases y Condiciones. Consecuentemente, atendiendo al criterio establecido en la normativa respecto de garantizar el abastecimiento al mínimo costo posible, se consideran como tope los precios que surgen de los nuevos contratos o adendas presentadas, utilizando el precio promedio por cuenca en dólares de las adendas y ofertas remitidas por los Productores como los nuevos precios a trasladar al consumidor. A fin de llevar a pesos estos precios se utilizó el tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) correspondiente al cierre de la cotización del día 3 de octubre de 2018 (37,69 \$/USD), sin perjuicio de la aplicación de los contenidos en los contratos siempre que contemplen cotizaciones más bajas.

Con fecha 10 de enero de 2019 la SGE, con el objetivo de centralizar y transparentar la renegociación de los Acuerdos de suministro celebrados publicó una propuesta de pliego licitatorio para la compra de gas en firme por parte de las distribuidoras, la cual se llevaría a cabo el día 11 de febrero de 2019 a través de la plataforma del Mercado Electrónico de Gas S.A. La modalidad elegida por la SGE es la de una subasta electrónica, en la cual las prestatarias informan con anterioridad al comienzo de la ronda de negociación los volúmenes de gas a solicitar del producto y luego los vendedores realizan ofertas de venta firme. Finalizada la ronda, esas ofertas fueron ordenadas por precio/tiempo, para luego realizar la asignación correspondiente, con el consecuente compromiso de las partes adjudicadas de efectivizar la compraventa de gas natural. Al mismo tiempo, la SGE convocó a una consulta pública para que los interesados realicen observaciones o modificaciones que consideren pertinentes a la propuesta hasta el 25 de enero de 2019 a fin de poder contemplar las mismas antes de la subasta.

Paralelamente, el ENARGAS sometió a consulta pública la Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas. La Distribuidora envió los comentarios pertinentes respecto a diferentes aspectos de la metodología propuesta, pero todos con el mismo denominador en común, que era la necesidad que se respete el principio de *pass through* a través de pautas claras.

El 8 de febrero se emitió la **Resolución SGE N° 32** con las condiciones definitivas para la subasta, estipulando la fecha para el 14 y 15 de febrero de 2019. Las condiciones establecen además que los precios de los contratos firmados a partir de la Subasta, deben ser reconocidos automáticamente por el ENARGAS para el traslado a tarifa, existiendo una cláusula de escape cuando tal situación no se cumpla, pudiendo ser invocada la rescisión de derechos y obligaciones por cualquier de las partes involucradas (comprador y vendedor). Tanto la subasta como el contrato obtenido se encuentra nominado en dólares, siendo condición que el tipo de cambio de pago sea el mismo que aquel fijado por el ENARGAS para el traslado a tarifas, con un plazo de pago estipulado a 65 días desde la fecha de inyección.

El 12 de febrero se emitió la **Resolución ENARGAS N° 72/2019**, estableciendo la Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas, donde no se consideraron la mayoría de las observaciones realizadas por las Distribuidoras en la Consulta Pública. En lo que respecta al traslado a tarifa del precio del gas, se estableció que el tipo de cambio utilizado será el que surja de promediar el tipo de cambio vendedor (divisas) del Banco de la Nación Argentina observado entre los días 1 a 15 del mes de marzo (el mes inmediato anterior a la entrada en vigencia del cuadro tarifario). Esta resolución establece además que para el caso de los volúmenes que no estén cubiertos por contratos se aplicará lo dispuesto en el punto 9.4.2.6 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

El precio promedio resultante de la Subasta fue de 4,61 USD/MMBTU para cuenca Neuquina, de acuerdo al volumen y productores asignados, el ENARGAS deberá trasladar a tarifa un precio promedio ponderado que contemple estos valores, los contratos bilaterales vigentes de la distribuidora con otros productores y una proyección de las compras en el mercado a corto plazo.

Por lo anterior y a partir de la Subasta de los días 14 y 15 de febrero de 2019, para el período abril de 2019 a marzo de 2020, se firmaron ofertas para cubrir la demanda Prioritaria y las GNC que optaron por volver a ser abastecidas de gas por la Distribuidora a partir de mayo de 2019 siguiendo el formato establecido en el Anexo III de la **Resolución SGE N° 32/2019** para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras de servicio público de distribución de gas por redes.

Adicionalmente y con el objetivo de cubrir los volúmenes no asegurados por contratos firme para el próximo periodo invernal, en complemento de las solicitudes formalizadas en la Subasta del 14 y 15 de febrero de 2019, la Sociedad a través de varios pedidos de cotización privados y negociaciones con productores ha logrado obtener ofertas de suministro interrumpible (spot) para el período invernal por volúmenes significativos (más de 2mmM3/día) los cuales permitirían a la Distribuidora paliar los faltantes estimados. El pago de facturas por volúmenes spot en el mercado electrónico de gas con precios expresados en dólares estadounidenses será convertido a pesos por m3 según el tipo de cambio establecido por el **ENARGAS** para el periodo

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

estacional correspondiente a la entrega del gas facturado de acuerdo a lo informado a esta Licenciataria por nota **NO-2019-52824986-APN-GDYE#ENARGAS**.

De esta manera, con fecha 05/04/2019 la **Resolución ENARGAS N° 205/2019** establece en sus considerandos que, habiéndose verificado que las presentaciones efectuadas por la Sociedad encuadran, en los supuestos previstos por la normativa, corresponde trasladar a tarifa el precio correspondiente del gas con vigencia a partir de: la fecha de su publicación (05 de abril de 2019), del 1° de mayo de 2019 y del 1° de junio de 2019.

Por otro lado, la **Resolución SGE N° 175/2019** publicada con fecha 05 de abril de 2019 dispone que los usuarios identificados como SGP3, cuenten con la posibilidad de optar por la contratación de su abastecimiento de gas natural no solamente a través de un productor o comercializador sino también, de la distribuidora zonal, bajo la modalidad de servicio completo siendo el ENARGAS el organismo que emitirá la normativa necesaria para hacer efectivo lo dispuesto por la SGE, lo cual no ha ocurrido hasta la fecha.

El 30/05/2019 se emitió la **Resolución SGE N° 299/2019**, la cual instrumentó las Declaraciones Juradas a presentar a los productores de gas natural en el marco de la **Resolución SGE N° 148/2019**, que otorgó un descuento transitorio a los usuarios residenciales en el precio del gas boca de pozo, el cual sería financiado por el Estado Nacional. Siguiendo esta metodología, la distribuidora procedió a informar a sus proveedores de gas y GLP el descuento que corresponde realizar en sus facturas por este concepto.

Con fecha 03/06/2019 se emitió la **Resolución SGE N° 312/2019**, la cual estableció una modificación en el recargo previsto en el artículo 75 de la ley 25.565 y sus modificatorias, equivalente al 4,46% del precio del gas, con vigencia para todas las facturas emitidas a partir del 01/06/2019. Si bien esto se hizo efectivo para los productores de gas natural, la Distribuidora aguardó instrucciones del ENARGAS para realizar el traslado a sus usuarios.

El 21/06/2019 se publicó la **Resolución SGE N° 336/2019**, la cual estableció un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas emitidas entre el 01/07/2019 hasta el 31/10/2019 a los usuarios residenciales de gas natural y propano indiluido por redes y adicionalmente la **Resolución SGE N° 488/2019**, estableció la metodología para la implementación de la medida dispuesta por la **Resolución SGE N° 336/19**. Los diferimientos indicados se recuperarán a partir de las facturas regulares emitidas desde el 01/12/2019 y por cinco periodos mensuales consecutivos. Por su parte, el costo financiero de este diferimiento será asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a la distribuidora. Además, para el caso del gas natural, el diferimiento no será absorbido solamente por la distribuidora, sino que se repartirá a los demás actores de la cadena productiva (subdistribuidores, transportistas y proveedores de gas) en la proporción exacta en la que aportan al sistema. En el caso del gas propano indiluido, el diferimiento será solventado en su totalidad por los proveedores de gas. A la fecha la Distribuidora ha procedido a descontar del pago a productores de gas natural los montos correspondientes de acuerdo a los establecido por la mencionada metodología..

(ii) El costo de transporte

De acuerdo con el marco regulatorio, y al igual que en lo referido al costo del gas, se aplica el principio de *pass-through* al costo del servicio prestado por el transportista (en el caso de la Sociedad, Transportadora de Gas del Norte S.A. o "TGN"). Por lo tanto, las tarifas finales a los usuarios deben incluir el costo del transporte adquirido por la Sociedad y se deben modificar, sujeto a la aprobación del ENARGAS, como resultado de variaciones en el precio del mismo. Así, las distribuidoras en general y la Sociedad en particular, no se ven afectadas por el costo del transporte ni por variaciones en el mismo, ya que es trasladado al cliente final

En adición al traslado al usuario final del costo por el servicio de transporte de gas contratado por la Sociedad, el Gobierno Nacional mediante la **Resolución MPFIPyS N° 185/2004**, creó el programa "Fideicomisos de Gas – Fideicomisos Financieros" para obras de expansión y/o extensión en transporte y distribución de gas. Del mismo modo, la **Ley N° 26.095/2006** dispuso 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. En aplicación de estas disposiciones, el ENARGAS emitió la **Nota ENARGAS N° 1.989/2005** y la **Resolución ENARGAS N° 3.689/2007** en virtud de las cuales actualmente la Sociedad actúa como agente de percepción, a nombre y por cuenta y orden de Nación Fideicomisos S.A., de los cargos específicos gas I y II para determinadas categorías de clientes, que contribuyen al repago del incremento de capacidad.

Para respetar el principio de *pass-through* en el costo de transporte, los aumentos de las tarifas de TGN dispuestos por la **Resolución ENARGAS N° 191/2019** y como resultado de la AP N° 99, fueron trasladados a la tarifa final de la Distribuidora a través de la **Resolución ENARGAS N° 205/2019**.

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

La Sociedad tiene contratado con TGN, adicionalmente a los contratos de transporte firme, servicios de transporte interrumpible y desplazamientos complementarios a los firmes. Dichos contratos interrumpibles no tienen obligación de pago de cargos fijos o reservas (se pagan por su utilización).

Entre todos los acuerdos que se encuentran vigentes a la fecha de cierre de los estados financieros, la Sociedad cuenta con una capacidad Firme de transporte con TGN de 5.517.000 m³/día. No obstante, la Distribuidora presentó una Oferta Irrevocable (“IO”) por 2.000.000 m³/día a TGN en el Concurso Abierto TGN 01/2016. El ENARGAS, mediante **Nota GDyE/GT/GD/GAL/I N° 04425** de fecha 01/05/2017, informó que la capacidad solicitada se encuentra vinculada a la asignación de la capacidad de transporte firme que le fuera adjudicada en el Concurso Abierto TGN N° 01/2005, cuyo resultado dependerá de lo que disponga el Ministerio de Energía y Minería de la Nación en relación a la continuidad de los “Fideicomisos Gas”. En tal sentido, el ENARGAS resolvió que la Transportista deberá diferir la asignación de la capacidad solicitada por la Distribuidora en el marco del Concurso Abierto TGN N° 01/2016, hasta tanto se resuelva la situación planteada con respecto a la continuidad de los “Fideicomiso Gas”. A la fecha de los presentes estados financieros esta situación se encuentra pendiente de resolución.

El día 01/03/2019 la Sociedad presentó otra IO para la contratación de STF por 170.000 m³/día en Cabecera del Gasoducto Centro Oeste- Zona Neuquén y por 73.735 m³/día en Cabecera del Gasoducto Norte - Zona Salta. Con fecha 07/06/2019 TGN notifica a la Distribuidora que se adjudican las mencionadas capacidades con vigencia a partir del 01/04/2019.

Esta Sociedad en cumplimiento con la **Resolución SGE N° 488/2019** ha procedido a descontar del pago de las facturas a TGN S, A. por el servicio de transporte de gas natural el monto correspondiente según lo instruido por la SGE.

(iii) La tarifa de distribución

El Art. 38° de la Ley del Gas establece que las tarifas aplicables para los servicios prestados por las distribuidoras deben otorgar una rentabilidad razonable, y cubrir todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos y amortizaciones. Por su parte, el Art. 39 establece que la rentabilidad deberá ser similar al de otras actividades de riesgo equiparable o comparable y guardar relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

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. Tras la crisis argentina de 2001, en 2002 el Gobierno promulgó la Ley N° 25.561 (la “Ley de Emergencia”), que contiene disposiciones que invalidan las cláusulas relacionadas con ajustes de tarifas en dólares y cláusulas de indexación basadas en el índice de precios externos como el índice PPI.

Las tarifas son fijadas durante el proceso de Revisión Quinquenal de Tarifas (“RQT”) por períodos de cinco años en función del esquema conocido como *price-cap* o precios máximos.

De conformidad con el Art. 41° de la Ley del Gas, las tarifas se ajustarán de acuerdo con una metodología basada en indicadores del mercado internacional, que reflejarían los cambios en el valor de los bienes y servicios. Además, la Ley del Gas contempla también ajustes (positivos y/o negativos) para fomentar la eficiencia y, al mismo tiempo, inversiones en construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones. En particular, las tarifas deberían estar sujetas a los siguientes ajustes:

- a) Ajustes periódicos y preestablecidos:
 - (i) Por variaciones en los indicadores del mercado internacional (Art. 41°)
 - (ii) Por variaciones en el precio del gas comprado.
 - (iii) Por variaciones en los costos de transporte.
- b) Revisiones quinquenales de tarifas (Art. 42°). El ENARGAS revisará el sistema de ajuste de tarifas, de conformidad con las disposiciones de los Arts. 38° y 39°.
- c) No recurrente:
 - (i) Basado en circunstancias objetivas y justificadas (Art. 46°).
 - (ii) Con base en cambios tributarios (Art. 41°). Las variaciones de costos que se originen en las normas tributarias (excluyendo el impuesto a las ganancias) serán trasladados a las tarifas.
 - (iii) Cuando el ENARGAS considere, como consecuencia de procedimientos iniciados de oficio o denuncias de particulares, que existen motivos para considerar que una tarifa, cargo, clasificación o servicio de un transportista o distribuidor es inadecuada, indebidamente discriminatoria o preferencial, notificará tal circunstancia al transportista o distribuidor y la hará pública convocando a tal efecto a una Audiencia Pública (“AP”).

En el contexto de la normativa de Emergencia (vigente hasta el 31/12/2017), la Sociedad y la UNIREN firmaron en 2008 un Acuerdo Transitorio (AT) y un Acta Acuerdo (AA), ambos ratificados por el PEN. Los mismos prevén un Régimen Tarifario de Transición (“RTT”) y la realización de la RTI, que debía iniciarse el 15/10/2008. Luego de casi ocho años de retraso en el

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

inicio de la RTI y los numerosos reclamos y acciones emprendidos por la Sociedad, el 01/04/2016 se dió inicio formal a la misma, finalizando dicho proceso con la **Resolución ENARGAS N° 4.360/2017** que dio a conocer los nuevos cuadros tarifarios vigentes a partir del 01/04/2017.

El 28/02/2019 se llevó a cabo en la Ciudad de Salta la Audiencia Pública previa al ajuste semestral de tarifas, en la cual se solicitó, además del traslado de la variación del “Índice de Precios Internos al por Mayor” (IPIM) tal como lo indica la **Resolución ENARGAS N° 4.360/2017**, el reconocimiento del diferencial de ajuste tarifario no otorgado en la actualización tarifaria anterior (con vigencia desde octubre de 2018). Esto hubiera implicado un ajuste adicional en la tarifa de Distribución de alrededor de 11 puntos porcentuales, que representa la diferencia entre la variación de la canasta de índices elegida por el ENARGAS en ocasión del ajuste tarifario de octubre 2018, en contraposición a la variación del IPIM para el mismo periodo. Esta acción fue oportunamente recurrida por la Distribuidora.

Los cuadros tarifarios que surgieron como resultado de esa Audiencia Pública, fueron publicados para el caso de esta Distribuidora con vigencia a partir del 05/04/2019 a través de la **Resolución ENARGAS 205/2019**, otorgando un ajuste a la tarifa de distribución y transporte del 26%. Esto implica el reconocimiento del IPIM del periodo (agosto 2018-febrero 2019), pero no hace lugar al reclamo por el ajuste no percibido en octubre 2018. El cuadro tarifario incluye además el reconocimiento del traslado a tarifa de los precios del gas en boca de pozo negociados por esta Licenciataria, tanto en la subasta del 14 y 15 de febrero a través de MEGSA, como de diversos contratos bilaterales suscriptos con los productores de gas, en los términos de lo instruido por **Resolución SGE 148/2019** que otorga un descuento escalonado al precio del gas de los usuarios residenciales por los meses de abril y mayo. La **Resolución ENARGAS N° 205/2019** ha sido recurrida por la Sociedad.

En lo que respecta al esquema tarifario la única novedad es la reformulación del esquema de Entidades de Bien Público (EBP), a quienes se le otorga un beneficio mayor en el precio del gas PIST. Continúa vigente el beneficio a los usuarios con tarifa social, según lo determinado por **Resolución SGE 14/2018**.

La **Resolución ENARGAS N° 322/2019** del 11 de junio instruyó a las prestadoras del servicio de distribución a modificar el recargo facturado a sus usuarios de servicio completo en concepto de “Fondo Fiduciario Art.75 Ley N° 25565”, el cual se fijó en un 4,62% del precio del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) por cada metro cúbico de nueve mil trescientas kilocalorías (9.300 kc) facturado. Esto implicó un desfase temporal entre la aplicación del nuevo cargo por parte de los productores (Res SGE 312/19) y la autorización de traslado a los usuarios.

El 21/06/2019 se publicó la **Resolución ENARGAS 359/2019**, mediante la cual se estableció un diferimiento de pago del veintidós por ciento (22%) en las facturas emitidas entre el 01/07/2019 hasta el 31/12/2019 a los usuarios residenciales de gas natural y propano indiluido por redes. Los diferimientos indicados se recuperarán a partir de las facturas regulares emitidas desde el 01/12/2019 y por cinco periodos mensuales consecutivos. Por su parte, el costo financiero de este diferimiento será asumido por el Estado Nacional en carácter de subsidio, mediante el pago de intereses a la distribuidora. La **Resolución SGE N° 488/19** del 23/08/2019 reglamenta este procedimiento.

El día 04/09/2019 se oficializa el diferimiento de la actualización tarifaria que correspondía aplicarse a partir del 1° de octubre de este año, hasta el 1° de enero de 2020, mediante **Resolución SGE 521/19**. En su art. 2 estipula además que *“a fin de compensar a las prestadoras en el marco de lo dispuesto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas (RBLD) aprobadas por el decreto 2255 del 2 de diciembre de 1992, se dispone la revisión y adecuación -en su exacta incidencia- de las inversiones obligatorias a su cargo”*. La Licenciataria ha realizado las presentaciones pertinentes.

OSVALDO ARTURO RECA

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2.2. Estructura patrimonial comparativa (en miles de pesos):

	<u>30/09/19</u>	<u>31/12/18</u>
Activo corriente	6.690.430	3.797.836
Activo no corriente	7.150.730	6.913.867
Total del activo	13.841.160	10.711.703
Pasivo corriente	5.193.137	4.336.835
Pasivo no corriente	1.279.280	3.054.461
Total del pasivo	6.472.417	4.336.835
Patrimonio total	7.368.743	6.374.868
Total del pasivo más patrimonio	13.841.160	10.711.703

2.3. Estructura de resultados comparativa (en miles de pesos):

	<u>30/09/19</u>	<u>30/09/18</u>
Resultado operativo	1.684.327	2.230.338
Resultados financieros	223.387	89.343
RECPAM (1)	(289.027)	(101.662)
Participación en los resultados netos de las asociadas	20.053	26.128
Resultado neto del periodo antes del impuesto a las ganancias	1.638.740	2.244.147
Impuesto a las ganancias	(644.866)	(849.808)
Resultado neto integral del periodo	993.874	1.394.339

(1) Resultado por cambios en el poder adquisitivo de la moneda.

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

	<u>30/09/19</u>	<u>30/09/18</u>
Fondos generados por las actividades operativas	1.415.802	974.539
Fondos (utilizados en) generados por las actividades de inversión	(1.153.888)	241.506
Fondos utilizados en las actividades de financiación	-	(1.178.006)
Total de fondos generados durante el ejercicio	261.914	38.039

2.5. Datos estadísticos:

	<u>30/09/19</u>	<u>30/09/18</u>
Volúmenes operados (millones de m ³)	1.913,09	1.901,82
Ingresos por ventas (miles de pesos)	9.956.506	9.331.739
Costo del gas, transporte y distribución (miles de pesos)	7.458.556	6.155.854

2.6. Índices:

	<u>30/09/19</u>	<u>31/12/18</u>
Liquidez ¹	1,29	1,06
Solvencia ²	1,12	1,08
Endeudamiento ³	0,89	0,93
Inmovilización del capital ⁴	0,52	0,61
Rentabilidad ⁵	0,154	0,566

¹ Fórmula: Activo corriente / Pasivo corriente.

² Fórmula: Patrimonio neto total / Pasivo total.

³ Fórmula: Pasivo total / Patrimonio neto total.

⁴ Fórmula: Activo no corriente / Activo total.

⁵ Fórmula: Resultado neto del periodo o del ejercicio (no incluye Otros Resultados Integrales) / Patrimonio total promedio.

**Firmado a efectos de su identificación
con nuestro informe de fecha 07/11/2019
PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13**

LEONEL GERMÁN TREMONTI
Socio
Contador Público U.B.A.
C.P.C.E.C.A.B.A. T° 315 - F° 173

JUAN ENRIQUE PITRELLI
Por Comisión Fiscalizadora

OSVALDO ARTURO RECA
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2.7. Comparación analítica de resultados

El resultado operativo ordinario al 30/09/2019 (ganancia de \$1.684,3 millones) acusa una disminución de \$546 millones con respecto al 30/09/2018 (ganancia de \$2.230,3 millones), explicada principalmente por un incremento registrado en el costo de ventas y los gastos en mayor proporción que el verificado en las ventas entre ambos ejercicios.

El resultado neto del periodo cerrado al 30/09/2019 es una ganancia de \$942 millones, lo que implica alcanzar una diferencia -pérdida- de \$452,3 millones con respecto a la ganancia registrada al 30/09/2018, que fue una ganancia de \$1.390,5 millones.

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

- (i) el aumento de 7% en las ventas en pesos con respecto al 30/09/2018 pasado, fue originado conjuntamente y con distintos efectos, por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; por el incremento del número de clientes; y por el efecto de los incrementos tarifarios y disposiciones de las referidas **Resoluciones ENARGAS N° 308/2018, 292/2018 y 205/2019**, y por un aumento en los volúmenes de metros cúbicos de gas entregados a los usuarios.
- (ii) el incremento en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto aumentaron 21% al 30/09/2019 respecto del 30/09/2018. El costo de ventas aumentó 21% fundamentalmente por: (i) el aumento de 26% en el costo de la compra de gas, debido a los nuevos precios de gas prioritario de los acuerdos bilaterales vigentes y de los que acuerdos por subasta a través del MEGSA; (ii) el incremento del 1% en el costo de transporte de gas, por el aumento de las tarifas determinado por las **Resoluciones ENARGAS N° 311/2018, 266/2018 y 191/2019**; (iii) aumentos en los gastos de distribución.
Los gastos de administración y comercialización aumentaron en conjunto aproximadamente 19%, principalmente por los aumentos en gastos de mantenimiento, honorarios por servicios profesionales, y en los precios de bienes y servicios, que también afectaron a los gastos de distribución, así como los gastos de facturación y cobranzas;
- (iii) un aumento de \$322,7 millones al 30/09/2019 en otros ingresos y egresos operativos netos con respecto al 30/08/2018 fue como consecuencia principalmente del aumento de los intereses comerciales, entre otras;
- (iv) la diferencia –disminución- de \$81,9 millones entre los costos, los ingresos financieros y el RECPAM registrados al 30/09/2019 con respecto a correspondientes al 30/09/2018 que surgen principalmente, por una pérdida por el resultado por cambios en el poder adquisitivo de la moneda, mitigado por una ganancia de los intereses y un aumento en resultados por tenencia de inversiones generados por los instrumentos financieros derivados, la cotización de fondos comunes de inversión, en la diferencia de cotización;
- (v) la diferencia –ganancia- de \$160,6 millones en impuesto a las ganancias registrado al 30/09/2019 y al 30/09/2018, se origina principalmente por la diferente composición de las bases imponibles.

3. Principales perspectivas

Con referencia a las actividades de gestión y a las inversiones programadas se prevé:

- Ejecutar el plan de inversiones obligatorias de acuerdo a lo previsto.
- Proseguir con las tareas programadas con respecto al 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 y de inspección de instalaciones internas y obras.
- Continuar con el proyecto de implementación de nuevos trámites y consultas on line para los clientes e instaladores matriculados en la web y la APP.
- En Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se finalizará con el proceso de mantenimiento de la certificación de las normas internacionales: OHSAS 18001 e ISO 14001.
- Finalizar el programa de capacitación previsto para el año 2019.