



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

RESEÑA INFORMATIVA (*)

Por el periodo finalizado el 30 de junio de 2022

1. Comentarios sobre las actividades de la Sociedad desde el 1 de enero de 2022 hasta el 30 de junio de 2022

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	30/06/2022	31/12/2021
Clientes al cierre	628.499	624.750
Inversiones en millones de \$ según Estados Financieros	257,15	826,06
Sistema de distribución (kms. de redes y gasoductos)	15.706	15.570
Volumen de gas entregado en millones de m ³	1.287	2.513
Cantidad de empleados	260	262

- Se registró un incremento neto de 3.749 clientes al 30 de junio de 2022, lo que representa un aumento aproximado de 0,6% con respecto al 31 de diciembre de 2021.
- Se continuó con el programa de búsqueda y reparación de fugas, por el cual, al 30 de junio, se relevaron aproximadamente 2.340 kms. de redes en zonas de baja y alta densidad habitacional.
- Se continuó con los recorridos anuales referidos al control técnico de las estaciones de GNC sujetas a verificación, con la concreción de 404 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 229 estaciones de GNC como usuarios activos. También se realizaron procedimientos preventivos para la detección de conexiones irregulares.
- Se aprobaron 352 actualizaciones y anteproyectos de suministro para nuevas redes.
- Se continuó con el plan anual de capacitación, con una inversión de 1.749 horas/hombre; abarcando temáticas de formación técnica, profesional y de seguridad.
- Se aplicaron las escalas salariales acordadas a partir del 1 de abril de 2022 otorgando un 20% en el mes de abril y 10% adicional en julio, ambos sobre escalas salariales de marzo 2022. Asimismo, para el mes de junio se estableció el pago de una suma fija no remunerativa.
- En materia de tecnología: a) se inició un plan de migración de las cuentas de correo y licencias de Office a la nube (Microsoft 365), que permitirá aprovechar modernas herramientas y servicios que favorecerán el trabajo colaborativo del personal; b) en materia de seguridad, se implementó una herramienta de doble factor de autenticación para controlar el ingreso del personal y contratistas a la red de Ecogas por internet, y se instaló un Firewall de Aplicaciones que protege y alerta de posibles ciberataques a la página web, adicionalmente se inició el programa de Seguridad Informática para 2022, con un plan de concientización que incluye material educativo; c) se inició un plan para la optimización de la performance y el uso del almacenamiento de los servidores de misión crítica de SAP ISU y SAP R3, que permitirá administrar de forma controlada el crecimiento del volumen de la información sin afectar los tiempos de los procesos críticos; d) se puso en marcha un proyecto para optimizar y disminuir los tiempos de los recorridos de lecturas de medidores; e) se realizó una actualización de la plataforma informática del call center; y f) se inició un plan de integración del sistema comercial con el Chat Bot de atención a clientes para disminuir los tiempos de respuesta y brindar información online y automática.
- En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”), se completó el proceso de auditoría externa de certificación de las normas internacionales: ISO 45001 (seguridad y salud ocupacional) e ISO 14001 (medio ambiente), para ello se llevaron adelante acciones correctivas sobre los hallazgos relevados por el Instituto Argentino de Normalización y Certificación (IRAM); entidad que validó la certificación en el mes de marzo del corriente. Se finalizó la revisión de los procedimientos ambientales en el marco de la NAG 153; y se continuó con el monitoreo del Sistema de Gestión Integrado de SSA, dando sustento al proceso de mejora continua. En materia de cuidado de la salud se inició la campaña de vacunación antigripal, doble bacteriana y hepatitis B, además del inicio de los estudios médicos periódicos del personal.
- Continúan los controles preventivos ante el COVID-19 efectuando seguimiento de los siguientes aspectos: a) normativas y recomendaciones emitidas por las autoridades de cada jurisdicción, b) casos de contagio y exposición a riesgo de contagio, c) controles médicos y DDJJ de salud a quienes ingresan a los establecimientos, y d) seguimiento vacunación COVID.

GUILLERMO DANIEL ARCANI

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

1.2. Las inversiones

Al 30/06/2022, esta Distribuidora ha desembolsado la suma de \$257,15 millones en inversiones. Cabe mencionar que, en el Acuerdo Transitorio de Renegociación, no se prevén Inversiones Obligatorias durante la vigencia de la Tarifa de Transición.

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, la Sociedad no debe verse afectada por variaciones en el precio del gas adquirido ya que el mismo es trasladado en la tarifa de cada categoría de clientes.

El 12 de febrero de 2019 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 DDA, sobre la cual esta Distribuidora presentó un Recurso de reclamo impropio que a la fecha no ha tenido respuesta por parte del ENARGAS. Aplicando la mencionada metodología, el 22 de noviembre de 2019 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 749/2019** que aprobó los cuadros tarifarios vigentes a partir de su publicación, donde esa Autoridad rectificó las DDA determinadas para los períodos octubre de 2018 a marzo de 2019 y abril de 2019 a octubre de 2019. Con fecha 27 de abril de 2020 se publicó la **Resolución ENARGAS N° 27/2020** que deroga la **Resolución ENARGAS N° 72/2019**, sin que a la fecha se haya emitido una metodología en su reemplazo, siendo el valor de las DDA en los cuadros tarifarios vigentes el determinado en la **Resolución ENARGAS N° 799/2019**.

Como consecuencia de lo establecido en el Art. N° 7 del **Decreto PEN N° 1.053/2018** de fecha 15 de noviembre de 2018 el Poder Ejecutivo Nacional ("PEN") 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. El monto neto resultante de las diferencias acumuladas sería transferido a cada prestadora en 30 cuotas mensuales y consecutivas a partir del 1 de octubre de 2019. La **Resolución ENARGAS N° 735/2019** de fecha 12 de noviembre de 2019 en sus considerandos, informó la adhesión de los productores y distribuidoras al **Decreto PEN N° 1.053/2018** y determinó los montos netos en pesos argentinos correspondientes a las diferencias diarias acumuladas ("DDA") generadas exclusivamente por variaciones de tipo de cambio del periodo mencionado (valor nominal y actualizado al 30 de septiembre de 2019). Posteriormente, la **Resolución SE N° 780/2019** de fecha 2 de diciembre de 2019 aprobó la transferencia de la cuota N° 1 correspondiente a las DDA, la cual fue percibida por la Licenciataria el día 9 de diciembre de 2019 y transferida en favor de los productores según lo instruido por la citada Resolución. Por último, cabe mencionar que el 23 de julio de 2020 la Cámara de Senadores de la Nación dio media sanción al proyecto de derogación del Art. N° 7 de dicho **Decreto N° 1.053/2018**. Y, la Ley de Presupuesto N° 2.021 (Ley N° 27.591), publicada en el boletín oficial el 14 de diciembre de 2020, dejó sin efecto el **Decreto N° 1.053/2018**. A la fecha la licenciataria ha presentado en la Secretaría de Energía ("SE") copia de los reclamos recibidos en esta distribuidora por parte de los productores de gas natural en el marco del mencionado decreto.

Respecto a las localidades abastecidas por GLP por redes, con fecha 15 de agosto de 2020 se firmó el 17° acuerdo de prórroga del acuerdo de abastecimiento de gas propano para redes de distribución de gas propano indiluido vigente hasta el 31 de diciembre de 2020¹, modificando los precios respecto al acuerdo anterior a partir del 1 de julio de 2020.

Consecuentemente el ENARGAS aprobó mediante la **Resolución ENARGAS N° 363/2020** la nueva metodología de determinación de volúmenes de GLP entregados semestralmente para cada categoría de usuario que la Licenciataria deberá informar a sus proveedores con el fin que estos puedan facturar según los precios diferenciados establecidos en el acuerdo vigente.

¹ Los acuerdos vigentes desde 2021 a la fecha han mantenido el mismo esquema de precios.



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

En paralelo, a través de la **Resolución MEyM N° 508/2017** se implementó un esquema de compensaciones asumidas por parte del Estado Nacional (“EN”) respecto a (i) los Descuentos en Facturación y (ii) las Diferencias por GNNC de las Distribuidoras y Subdistribuidoras, con vigencia a partir del 1 de enero de 2018.

Con fecha 13 de noviembre de 2020 el PEN sancionó el **Decreto DNU N° 892/2020** que aprobó el “Plan de Promoción de la Producción de Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” con inicio operativo de sus efectos el 1 de enero de 2021 e instruyó a la SE para que dicte la reglamentación necesaria con el fin de dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el mencionado DNU. En consecuencia, la Sociedad, en cumplimiento con lo establecido en la **Resolución SE N° 317/2020** del día 20 de noviembre de 2020, adhirió al Esquema de oferta y demanda 2020-2024 y firmó los contratos de gas con aquellos productores que resultaron adjudicados en el Art. N° 2 de la **Resolución SE N° 391/2020** de acuerdo al modelo de oferta aprobado por el Art. N° 4 y cuyo modelo final, al igual que los volúmenes por productor, licenciataria de distribución y/o subdistribución y cuenca de origen fueron aprobados por la **Resolución SE N° 447/2020** de fecha 29 de diciembre de 2020.

Principales aspectos derivados del mencionado Plan **Decreto DNU N° 892/2020** y aprobados por las **Resoluciones SE N° 317/2020, N° 391/2020 y N° 447/2020**:

- Convocatoria y adjudicación de un volumen de gas natural base total de setenta millones de metros cúbicos (70.000.000 m3) por día para los trescientos sesenta y cinco (365) días de cada año calendario de duración del Esquema aprobado por el Art. N° 2 del **Decreto N° 892/2020**; y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive.
- Excluyó de la demanda garantizada por el esquema a las categorías del “Servicio General P3 Grupos I y II”, así como también a los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC. Sin embargo, la SE a través de la **Resolución SE N° 375/2021** de fecha 29 de abril de 2021 estableció un mecanismo de transición permitiendo que los usuarios del Servicio General puedan contratar, hasta el vencimiento de la emergencia sanitaria dispuesta por el **Decreto DNU N° 867/2021**, el abastecimiento de gas natural no solamente a través de un productor/comercializador sino por medio de la distribuidora zonal bajo la modalidad de servicio completo, debiendo permanecer en el mismo tipo de abastecimiento por 12 meses según lo resuelto por **Resolución ENARGAS N° 130/2021**. En dicho marco, la distribuidora celebró los contratos de gas resultantes con IEASA al precio en pesos por m3 del cuadro tarifario vigente en cada momento.
- En virtud de declararse desierta la Convocatoria a la cuenca Norte la SE instruyó al productor IEASA a abastecer la demanda de gas natural de dicha cuenca renovando a partir del 1 de abril de 2021 y hasta el 31 de diciembre de 2024 los acuerdos vigentes al precio en pesos por m3 del cuadro tarifario vigente en cada momento.
- El Precio del gas objeto de las Ofertas es en pesos por m3 y es el Precio en Cuadros Tarifarios vigente. La obligación de pago del Precio del Comprador es igual al monto de aquella porción del Precio Ofertado que el EN decida incluir en los Cuadros Tarifarios, conforme a lo dispuesto en el Art. N° 6 del **Decreto N° 892/2020**: “El EN podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios y las usuarias, de conformidad con el Punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución de gas por redes (conf. Art. N° 5 del **Decreto N° 2.255/1992**)”.
- El vencimiento de las facturas de los productores de gas natural se produce a los sesenta y cinco (65) días de finalizado el mes de la efectiva entrega, o el día hábil inmediato posterior.

En el marco del **Decreto DNU N° 1.020/2020** el 2 de junio de 2021 se aprobaron los cuadros tarifarios de transición según **Resolución ENARGAS N° 154/2021** con vigencia hasta el 28 de febrero de 2022 y a partir del 1 de marzo de 2022 fueron aprobados los nuevos cuadros tarifarios de transición según **Resolución ENARGAS N° 62/2022**, los cuales mantienen sin cambios el precio del gas PIST y la DDA incluida en tarifa, a la vez que reflejan los precios de GLP según el acuerdo mencionado anteriormente.

Con fecha 6 de agosto de 2021, el Ministerio de Economía publicó la **Resolución MEC N° 487/2021** modificada por **Resolución MEC N° 944/2021** que establecieron el recargo previsto en el Art. N° 75 de la Ley N° 25.565 y sus modificatorias en 5,44% para consumos o compras de gas que se produzcan a partir del 1 de septiembre de 2021.

A través de la **Resolución SE N° 237/2022** la SE convocó una Audiencia Pública a los efectos del tratamiento de los nuevos precios del gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST). Luego de celebrarse la misma, la SE dictó la **Resolución N° 403/2022** que determinó la adecuación de precios de gas natural en el PIST de los contratos o acuerdos de abastecimiento vigentes celebrados en el marco del Plan Gas.Ar aprobado por el **DNU N° 892/2020**. Dicha adecuación entró en vigencia para los consumos de gas a partir del 1 de junio de 2022, fecha en la cual también entró en vigencia el nuevo cuadro tarifario aprobado por **Resolución N° ENARGAS 216/2022**. La **Resolución N° 403/2022** determinó además que los usuarios

GUILLERMO DANIEL ARCANI

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

beneficiarios de la Tarifa Social y de la categoría “Entidades de Bien Público” cuenten con un descuento adicional a modo de no tener impacto en su factura, producto de las adecuaciones en el precio del gas.

El **Decreto APN-PTE N° 332/2022** de fecha 16 de junio de 2022 estableció un régimen de segmentación de subsidios a usuarios residenciales, con el objeto de lograr valores de energía razonables según lo tratado en la Audiencia Pública celebrada el día 12 de mayo de 2022. En esa línea, la SE emitió el 29 de julio la **Resolución N° 610/2022**, en la cual fija el sendero de precios del Gas PIST para aquellos usuarios residenciales que no reciban más subsidios, e instruye al ENARGAS su traslado a los cuadros tarifarios de las Distribuidoras. El primer escalón de incremento deberá entrar en vigencia el 31 de agosto del corriente.

(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, la Sociedad no se ve afectada 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**, el **ex MPFIPyS emitió la Resolución N° 2289/2010** y el **ex Ministerio de Energía la Resolución N° 125/2018** en virtud de los cuales 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.

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). Respecto a los servicios firmes, en cumplimiento de lo dispuesto en el Art. N° 5, inciso (b) del Reglamento de Servicio de Distribución aprobado por la **Resolución ENARGAS N° 1-4.313/2017**, la Sociedad ha solicitado a TGN la prórroga de la vigencia de los contratos desde cuenca neuquina hasta el 31 de diciembre de 2029 continuando con renovación automática por períodos anuales en el marco del Art. N° 9 de la **Resolución ENARGAS N° 1483/2000** los contratos desde cuenca norte. Con fecha 19 de enero de 2021 se recibió la aceptación de la oferta irrevocable por parte de TGN, la cual presentó ante el ENARGAS copia de la misma para su registro.

Con fecha 23 de febrero de 2022, fue publicado en el Boletín Oficial el **Decreto N° 91/2022** que ratifica la adenda a los acuerdos transitorios de renegociación suscriptos en 2021, autorizando así un incremento del 60% en la tarifa de transporte. Este incremento tarifario tuvo vigencia a partir del 1 de marzo de 2022, de acuerdo a **Resolución ENARGAS N° 59/2022**. Para respetar el principio de *pass-through* en el costo de transporte, los aumentos de las tarifas de TGN fueron trasladados a la tarifa final de la Distribuidora a través de la **Resolución ENARGAS N° 62/2022**.

(iii) La tarifa de distribución

El Art. N° 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. N° 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. N° 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:

GUILLERMO DANIEL ARCANI

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

- a) Ajustes periódicos y preestablecidos:
 - (i) Por variaciones en los indicadores del mercado internacional (Art. N° 41)
 - (ii) Por variaciones en el precio del gas comprado.
 - (iii) Por variaciones en los costos de transporte.
- b) Revisiones quinquenales de tarifas (Art. N° 42). El ENARGAS revisará el sistema de ajuste de tarifas, de conformidad con las disposiciones de los Art. N° 38 y 39.
- c) No recurrente:
 - (i) Basado en circunstancias objetivas y justificadas (Art. N° 46).
 - (ii) Con base en cambios tributarios (Art. N° 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 marco de la Ley N° 27.541, en diciembre de 2020 se publicó el **Decreto N° 1020/2020**, el cual da por iniciado el proceso de renegociación de la revisión tarifaria vigente, estipulando un plazo máximo de 2 años. En el mismo acto se suspenden los acuerdos correspondientes a la última revisión tarifaria y se faculta al ENARGAS a suscribir acuerdos de renegociación con las licenciatarias, a la vez que se prorroga la intervención del ENARGAS “...por el plazo UN (1) año desde su vencimiento o hasta que se finalice la renegociación de la revisión tarifaria dispuesta por el presente, lo que ocurra primero”.

En concordancia, se han constituido mesas de renegociación entre las licenciatarias de distribución y transporte, y el Ente Regulador con el objetivo de marcar lineamientos e intercambiar ideas, referentes a los principales puntos a tratar en el marco de una Revisión Tarifaria. A la fecha se encuentran constituidas y con diferente grado de avance respecto al tratamiento de la temática específica, mesas referidas a Base Tarifaria, Costo de Capital, Factor de Carga y Estructura Tarifaria. En paralelo, el ENARGAS suscribió con la UBA-Facultad de Ciencias Económicas un servicio de consultoría para la determinación de la Base de Capital y el Costo de Capital, encontrándose el mismo en instancias de solicitud y presentación de información por parte de la Sociedad.

En esa línea, el día 2 de junio de 2021 fueron publicados en Boletín Oficial los cuadros tarifarios resultantes del Acuerdo Transitorio de Renegociación, según **Resolución ENARGAS N° 154/2021**, los cuales implican incrementos en el margen de distribución iguales para todas las Licenciatarias y diferenciados por categoría tarifaria.

El Acuerdo Transitorio de Renegociación prevé que la Sociedad no podrá en ningún caso (a) distribuir dividendos durante la vigencia de dicho Acuerdo Transitorio, (b) ni cancelar anticipadamente, directa o indirectamente, deudas financieras y comerciales contraídas con accionistas, adquirir otras empresas ni otorgar créditos, salvo que los créditos beneficien a los usuarios/as o se otorguen a contratistas que no encuadren en los supuestos indicados; en el supuesto del punto (b), en caso de que la Sociedad considere procedente avanzar en sentido contrario a la restricción dispuesta, deberá previamente presentar al ENARGAS los fundamentos de su pretensión, para su autorización por la autoridad regulatoria.

Adicionalmente, con fecha 7 de julio de 2021 se aprobó la Ley N° 27.637 que (a) extiende por 10 años el Fondo Fiduciario para Subsidios de Consumos Residenciales de Gas (Art. N° 75 Ley N° 25.565); (b) amplía el beneficio establecido en el punto a), del párrafo primero, del Art. N° 75 de la Ley N° 25.565 a la totalidad de las regiones, provincias, departamentos y localidades de las subzonas IIIa, IVa, IVb, IVc, IVd, V y VI, de las zonas bio-ambientales utilizadas por ENARGAS, bajo norma IRAM 11.603/2012, que no estaban incorporadas al régimen vigente, con un beneficio equivalente a una reducción del 30% respecto al cuadro tarifario vigente. Esta ampliación del beneficio tiene impacto en la totalidad de la provincia de Mendoza, y casi por completo en la provincia de San Luis y San Juan, alcanzando el 99% de los usuarios Residenciales. Además, permite a usuarios que cumplan con los criterios de vulnerabilidad según Art. N° 4 de la mencionada ley, a acceder a una reducción del 50% respecto al cuadro tarifario vigente.

En complemento con la Ley N° 27.637, la **Resolución ENARGAS N° 263/2021** del 11 de agosto de 2021 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. N° 75 Ley N° 25.565”, el cual se fijó en un 5,58% 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) para los consumos que se produzcan a partir del 1 de septiembre de 2021.

GUILLERMO DANIEL ARCANI

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Con fecha 23 de febrero de 2022, fue publicado en el Boletín Oficial el **Decreto N° 92/2022** que ratifica la adenda a los Acuerdos Transitorios de Renegociación, autorizando incrementos en la tarifa de distribución de la Sociedad diferenciados por categoría de usuario; con un impacto promedio ponderado de alrededor del 40%. Este incremento tarifario entró en vigencia a partir del 1 de marzo de 2022, de acuerdo a la **Resolución ENARGAS N° 63/2022**.

Por su parte, con fecha 1 de junio de 2022, entraron en vigencia los cuadros tarifarios según **Resolución ENARGAS N° 216/2022**, aprobando el traslado a tarifa del incremento del precio del gas PIST fijado por **Resolución SE N° 403/2022**. En concordancia, se instruyó a la Distribuidora a aplicar un descuento adicional a los usuarios que cuenten con el beneficio de Tarifa Social, de forma tal que los mismos no tengan un impacto en su factura respecto a las tarifas vigentes según **Resolución ENARGAS N° 70/2022**.

A la fecha, la Distribuidora se encuentra a la espera de la emisión de nuevos cuadros tarifarios por parte del ENARGAS que reflejen los nuevos precios de Gas PIST, aprobados por **Resolución SE N° 610/2022**.

GUILLERMO DANIEL ARCANI
Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

	30/06/22	30/06/21	30/06/20
Activo corriente	8.307.835	8.847.941	12.267.579
Activo no corriente	22.627.794	23.871.469	24.265.901
Total del activo	30.935.629	32.719.410	36.533.480
Pasivo corriente	6.696.279	8.009.617	10.319.148
Pasivo no corriente	4.049.726	4.365.815	3.153.096
Total del pasivo	10.746.005	12.375.432	13.472.244
Patrimonio total	20.189.624	20.343.978	23.061.236
Total del pasivo más patrimonio	30.935.629	32.719.410	36.533.480

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

	30/06/22	30/06/21	30/06/20
Resultado operativo	871.907	(93.651)	(142.557)
Resultados financieros	(224.998)	(1.387)	(200.364)
RECPAM (1)	(962.808)	(523.168)	(579.390)
Participación en los resultados netos de las asociadas	(30.341)	(19.307)	(26.334)
Resultado neto del periodo antes del impuesto a las ganancias	(346.240)	(637.513)	(948.645)
Impuesto a las ganancias	91.950	(1.560.139)	587.323
Resultado neto integral del periodo	(254.290)	(2.197.652)	(361.322)

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

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

	30/06/22	30/06/21	30/06/20
Fondos generados por las actividades operativas	267.269	369.898	516.814
Fondos generados por (aplicados en) las actividades de inversión	70.469	(723.498)	(880.657)
Total de fondos generados (aplicados) durante el periodo	337.738	(353.600)	(363.843)

2.5. Datos estadísticos:

	30/06/22	30/06/21	30/06/20
Volúmenes operados (millones de m3)	1.286,98	1.116,22	1.154,06
Ingresos por ventas (miles de pesos)	8.769.586	9.357.540	13.257.351
Costo del gas, transporte y distribución (miles de pesos)	6.695.469	7.621.163	10.589.634

2.6. Índices:

	30/06/22	30/06/21	30/06/20
Liquidez ²	1,24	1,10	1,19
Solvencia ³	1,88	1,64	1,71
Endeudamiento ⁴	0,53	0,61	0,58
Inmovilización del capital ⁵	0,73	0,73	0,66
Rentabilidad ⁶	(0,013)	(0,101)	(0,016)

² Fórmula: Activo corriente / 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.

Firmado a efectos de su identificación

con nuestro informe de fecha 05/08/2022

PISTRELLI, HENRY MARTIN Y ASOCIADOS S.R.L.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 1 - F° 13

GUSTAVO ARIEL KURGANISKY

Socio

Contador Público U.B.A.

C.P.C.E.C.A.B.A. T° 309 - F° 176

CARLOS ADOLFO ZLOTNITZKY

Por Comisión Fiscalizadora

GUILLERMO DANIEL ARCANI

Presidente



DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

2.7. Comparación analítica de resultados

El resultado operativo ordinario al 30/06/2022 (ganancia de \$871,9 millones) acusa un aumento de \$965,6 millones con respecto al 30/06/2021 (pérdida de \$93,7 millones), explicado principalmente por una disminución en los gastos de comercialización y administración, mitigada por la disminución registrada en las ventas en pesos entre ambos períodos.

El resultado neto del periodo al 30/06/2022 es una pérdida de \$254,3 millones, lo que implica alcanzar una diferencia – ganancia– de \$1.943,4 millones con respecto al 30/06/2021, que fue una pérdida de \$2.197,7 millones.

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

- (i) la disminución de 6% en las ventas en pesos con respecto al periodo anterior, fue originada conjuntamente y con distintos efectos, por la falta de actualización de los cuadros tarifarios con respecto a la inflación, por una diferente distribución de la venta por segmentos de clientes; mitigado por el aumento en los volúmenes de metros cúbicos entregados y el incremento interanual del número de clientes;
- (ii) la disminución en el costo de ventas más los gastos de administración y comercialización, que en conjunto cayeron 16% al 30/06/2022 respecto del 30/06/2021. El costo de ventas bajó un 12% fundamentalmente por la disminución de 22% en el costo de la compra de gas. Los gastos de administración y comercialización tuvieron una disminución neta en conjunto de aproximadamente 33%;
- (iii) la diferencia –disminución– de \$43,9 millones entre los otros ingresos y egresos netos registrados al 30/06/2022 con respecto a los correspondientes al 30/06/2021 fue como consecuencia principalmente, de la variación en los intereses comerciales, entre otras; y
- (iv) la disminución de \$223,6 millones en los resultados financieros netos registrados al 30/06/2022 con respecto al 30/06/2021, surgen principalmente, de la variación en los resultados por tenencia;
- (v) la disminución de \$1.652,1 millones en el impuesto a las ganancias registrado al 30/06/2022 y al 30/06/2021, que se origina principalmente en el efecto de la variación en el poder adquisitivo de la moneda sobre el cálculo del gravamen, además de la diferente composición de las bases imponibles.

3. Principales perspectivas

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

- Proseguir con el 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 la implementación de mejoras en los procesos de alta de cliente y gestión de trámites de instaladores matriculados, avanzar en la implementación de mejoras en la gestión operativa de en los procesos de cobranzas y gestión del crédito, iniciar el relevamiento y diagnóstico de la infraestructura tecnología para identificar oportunidades de eficiencias en el uso de soluciones Cloud (nube), llevar a cabo la adquisición y recambio de equipamiento (red, servidores y almacenamiento) para asegurar la continuidad de la operatoria del negocio, y continuar implementando nuevas medidas de seguridad informática.
- En materia de Salud, Seguridad y Ambiente (“SSA”) se continuará con el proceso de mantenimiento de la Certificación de las Normas Internacionales: ISO 45001 e ISO 14001, efectuando la correspondiente revisión de riesgos, procedimientos, auditoría interna, seguimiento de planes de mejora y cronogramas de capacitación y formación.

GUILLERMO DANIEL ARCANI
Presidente