



**Nota DAL 15/22**

Mendoza, 3 de enero de 2022.

**Señor**

**Interventor del**

**ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS**

**Lic. Federico Bernal**

**S \_\_\_\_\_ // \_\_\_\_\_ D**

**Ref. Audiencia Pública N° 102. Adecuación Transitoria de la Tarifa. EX-2021-123837350-  
-APN-GAL#ENARGAS**

En mi carácter de apoderado de Distribuidora de Gas Cuyana S.A., conforme lo acredito con la copia de poder adjunta cuya autenticidad y vigencia declaro bajo juramento, en representación de mi mandante me presento en estas actuaciones y en el marco la audiencia pública de la referencia.

**1. Objeto.**

Esta presentación se efectúa de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 7° de la RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, concerniente a la audiencia pública convocada por esa Autoridad Regulatoria con el fin de poner a consideración de la audiencia un Régimen Tarifario de Transición en el marco del Decreto 1020/20.

La presente se efectúa en término, conforme la fecha dispuesta al efecto en el artículo anteriormente citado, y de conformidad con lo establecido en el artículo 25 inc. b), párrafo 6to. del Decreto 894/2017 reglamentario de la Ley Nacional de Procedimientos Administrativos.

**2. Introducción.** Contexto de renegociación (Ley 27.541 – DNU 1020/20). Congelamiento tarifario impuesto desde octubre 2019. Régimen Tarifario de Transición vigente desde el 2 de junio de 2021 conforme RESOL-2021-154-APN-DIRECTORIO#ENARGAS (B.O. 02.06.21): lineamientos y condiciones.



La participación de Distribuidora de Gas Cuyana (en adelante DGCU o la Distribuidora) en la audiencia pública convocada por la RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS para el día 19 de enero de 2022, se enmarca en los términos de la misma convocatoria, que refiere exclusivamente a la consideración de la adecuación transitoria de la tarifa del servicio público de distribución de gas natural bajo el Régimen Tarifario de Transición de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 3° del DNU 1020/20, que se establecerá durante el desarrollo del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral de las tarifas de las empresas Distribuidoras de gas por red que el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) lleva adelante de acuerdo a lo estipulado en los artículos 1° y 3° del aludido decreto y en el marco de lo encomendado por el artículo 5° de la Ley N° 27.541.

Dicho esto, debe recordarse que las tarifas que retribuyen el servicio que las distribuidoras de gas natural prestan a la totalidad de los usuarios sin discriminación (incluyendo usuarios de carácter residencial como los usuarios comerciales y los grandes usuarios), tuvieron su último ajuste normativo<sup>1</sup> en los cuadros tarifarios del mes de abril de 2019, es decir, hace más de 2 (dos) años y con una actualización de costos referidos al mes de febrero de ese año. Posteriormente, y ya dentro del proceso de renegociación referido supra, DGCU recibió un ajuste transitorio formalizado mediante los Cuadros Tarifarios de Transición y Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales de Transición, aprobados ambos mediante RESOL-2021-154-APN-DIRECTORIO #ENARGAS.

Ello fue así producto de la decisión del Estado Nacional de no aplicar el ajuste semestral de tarifas previsto en la Resolución ENARGAS 4360/17, la cual determinó el esquema tarifario para el quinquenio subsiguiente, que incluía tal ajuste periódico, conforme lo dispuso el artículo 4° de la citada resolución, que aprobó la “Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa” que se incorporó como Anexo V del aludido acto, y que incorporó al Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC) como el índice a utilizar para dichos ajustes semestrales.

Específicamente, a través de la Resolución RESOL-2019-521-APN-SGE#MHA del 3/9/19, la entonces Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación resolvió no aplicar el aludido ajuste semestral de tarifas que correspondía realizarse a partir del 1° de octubre de 2019

---

<sup>1</sup> En el marco de la vigencia plena de la Licencia de Distribución.



posponiéndolo hasta el 1° de enero de 2020, plazo que inmediatamente después fue prorrogado al 1° de febrero de 2020 según lo dispuso la Resolución RESOL-2019-751-APN-SGE#MHA del 22/11/19 emitida por la misma Secretaría de Gobierno.

Inmediatamente después, antes de llegar a la fecha dispuesta para el postergado ajuste tarifario, el 23/12/19 se sancionó la Ley 27.541 que declaró la emergencia pública en materia energética, y en dicho marco facultó al PEN al mantenimiento de las tarifas de gas natural durante un plazo de 180 días, de manera tal que las mismas propendieran a una reducción de la carga tarifaria real sobre los hogares, comercios e industrias para el año 2020 (artículo 5°). Dicho plazo fue luego prorrogado por otros 180 días de conformidad con el DNU 543/20 (art. 1°), y finalmente por otros 90 días a través del DNU 1020/20 (art. 11°).

En consecuencia, las tarifas se mantuvieron congeladas, sin las adecuaciones que están previstas en el marco regulatorio de la actividad (artículo 41 de la Ley 24.076 y del Decreto 1738/92, artículo 9.4.1.1. del Decreto 2453/92 y en la Resolución 4360/17 como se señaló), hasta la implementación del Régimen Tarifario de Transición aprobado en la RESOL-2021-154-APN-DIRECTORIO #ENARGAS, con vigencia a partir del 02/06/2021.

Quiere decir que durante el año 2020 y hasta la vigencia del Régimen Tarifario de Transición, las tarifas que han pagado los usuarios son las autorizadas por el ENARGAS con vigencia a partir del mes de abril de 2019 por Resolución ENARGAS N° 205/19.

Ahora bien, como al principio se enunciaba, la convocatoria a esta segunda audiencia pública en esta instancia del proceso de renegociación de la revisión tarifaria integral vigente dispuesto por la ley 27.541, se circunscribe al tratamiento del Régimen Tarifario de Transición durante un periodo de tiempo, como una propuesta coyuntural del Estado Nacional, teniendo como premisa la necesaria prestación del servicio de distribución de gas natural en condiciones de seguridad, procurando mitigar los efectos económicos y financieros de los mayores costos y gastos actuales asociados a la prestación del servicio, y en forma de Adenda al “Acuerdo Transitorio de Renegociación en el que se plasmara un Régimen Tarifario de Transición como una adecuación transitoria de la tarifa de gas natural” que fuera ratificado por el Decreto 354/21.

A este último efecto, la Autoridad Regulatoria ha recabado información de esta Distribuidora para corroborar el impacto en los costos de operación y mantenimiento,



con el objeto de identificar cuáles serían las necesidades para prestar el servicio en condiciones de seguridad y garantizando el suministro, preservando además la cadena de pagos de la industria del gas natural considerando al efecto especialmente (i) los valores actuales del precio del gas incluido en las tarifas, y (ii) los costos actuales de las tarifas de transporte.

En este sentido, la Adenda al Acuerdo Transitorio de Renegociación que suscriba esta Distribuidora de acuerdo a la convocatoria que formula esa Autoridad Regulatoria a través de la Resolución 518/21, se hará en la inteligencia y acuerdo de que tal suscripción no implicará ni constituirá renuncia de los derechos de DGCU a la retribución justa de sus servicios en los términos que lo disponen la ley 24.076, el Decreto 1738/92, las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, y el régimen tarifario resultante de la última Revisión Tarifaria Integral (RTI), plasmada en la Resolución 4360/17 mencionada.

En cualquier caso, la propuesta de recálculo de la Tarifa de Transición que en esta audiencia presentará DGCU a mérito del llamamiento materializado por el ENARGAS a través de la convocatoria según Resolución N° 518/2021, se sustenta en estas premisas, supuestos y reservas:

- (i) Prevé su aplicación a partir del día 01/03/2022.
- (ii) El ajuste tarifario que correspondería aplicar a DGCU es el índice IPIM-Nivel General (publicado por INDEC) de acuerdo a lo indicado en el Anexo V de la Resolución 4360/17. No obstante, dada la situación coyuntural expuesta en el Decreto 1020/20, el recalcule propone una Tarifa de Transición que es inferior al ajuste mencionado asumiéndose que la diferencia acumulada será considerada durante el proceso de renegociación de la RTI indicado en el Decreto 1020/20.
- (iii) La Tarifa de Transición resultante del recálculo que se propone tendrá vigencia hasta el 17 de diciembre de 2021, fecha a partir de la cual el ENARGAS procederá a establecer y poner en vigencia el nuevo cuadro tarifario resultante del ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN de conformidad con la ley 27.541 y el Decreto 1020/20. Es decir, la propuesta no podrá ser interpretada como un recálculo del régimen tarifario de transición que mantendrá vigencia con posterioridad a dicho plazo, sino que, para la fecha aludida, requerirá una actualización y/o reajuste.



- (iv) No contemplan la realización de un plan de inversiones obligatorias a ejecutar por la Distribuidora, en orden a aminorar el impacto en las tarifas finales según objetivo buscado por el Estado Nacional y la Autoridad Regulatoria.
- (v) Las inversiones para el año 2022 son planificadas bajo el supuesto del otorgamiento de la Tarifa de Transición que se solicita en tiempo y forma; además, tales inversiones deberán ser contempladas en el marco de la renegociación tarifaria integral en curso.
- (vi) La realización de la presente propuesta de Tarifa de Transición responde al llamado de participación a esta audiencia pública efectuada por el ENARGAS, y al recálculo previsto en el Acuerdo Transitorio de Transición, más de ningún modo implica (i) consentimiento, aval, ni reconocimiento alguno por la Distribuidora respecto de las afirmaciones efectuadas por el Poder Ejecutivo Nacional en el DNU 1020/20 en cuanto a que las tarifas resultantes de la última Revisión Tarifaria Integral no habrían sido justas, razonables, asequibles ni transparentes; (ii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a los informes técnicos de la Subsecretaría de Hidrocarburos referidos en el aludido decreto, de los cuales –además- no ha sido notificada esta Distribuidora, ni tampoco se le ha suministrado copia de los mismos; (iii) consentimiento, aval, ni reconocimiento a eventuales informes de auditoría y revisión técnica, jurídica y económica referidos en el artículo 5° de la Ley 27.541, de los cuales no ha sido notificada esta Distribuidora, ni renuncia a los derechos que la Distribuidora pudiera considerar afectados desde la vigencia de “revisión tarifaria integral vigente”, la Ley 27.541, Decreto 1020/20, y normas complementarias; (iv) consentimiento, aval, ni reconocimiento a las afirmaciones efectuados por el ENARGAS en los considerandos de la Resolución 47/21 (parafraseando al Poder Ejecutivo Nacional), en cuanto afirmó que “las tarifas que registraron aumentos sustanciales para los servicios públicos no han sido justas, razonables y asequibles en los términos de lo establecido por las Leyes Nros. 24.065 y 24.076”; contrariamente, el régimen tarifario aprobado por el Estado Nacional a través de la Resolución 4360/17, fue el resultado de un proceso transparente, participativo, resguardando las garantías constitucionales de los usuarios del servicio, las tarifas fueron justas y razonables, y emitidas conforme al régimen de la ley 24.076 y normativa complementaria.



- (vii) La Tarifa de Transición propuesta por esta Distribuidora como resultante del recálculo previsto en el Acuerdo Tarifario de Transición, prevé y asume que la “Condición de Contorno” del punto 10 a) del Anexo I de la Resolución 518/21 se aplica exclusivamente hasta la suscripción del ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN, el cual a estos efectos deberá estar suscripto dentro de los dos (2) años de vigencia del Decreto 1020/20, tal como así fue consignado en los puntos 7 y 8 del artículo tercero del ACUERDO TRANSITORIO DE RENEGOCIACIÓN. Llegado ese plazo, esa condición de contorno perderá toda vigencia y exigibilidad.
- (viii) Vigencia del ajuste transitorio: 1° de marzo de 2022.
- (a) Esta Distribuidora solicita que, atento a la fecha para la cual se ha convocado la Audiencia Pública, considerando los argumentos expuestos anteriormente que denotan la necesidad del recálculo de la Tarifa de Transición a la mayor brevedad posible y la posibilidad material de cumplir con los plazos procedimentales para arribar al mismo en el mes de marzo de 2022, la vigencia de la Tarifa de Transición resultante del recálculo sea partir del día 1° de marzo de 2022.
- (b) Lo peticionado no entra en colisión con lo establecido en el Acuerdo Transitorio de Renegociación mencionado, por cuanto:
- (c) No existe cláusula contractual, ni norma alguna que imposibilite al ENARGAS al recálculo de las tarifas con anterioridad a dicha fecha si lo considera pertinente, en la medida que tal adelanto no irroque, claro está, perjuicio a las distribuidoras, y además, se cumplan con los procedimientos correspondientes de información y participación de los usuarios o sus representantes institucionales, extremo que se encontrará cumplido conforme lo estipulado Resolución 518/21 de convocatoria Audiencia Pública para la participación respectiva.
- (d) Tal discrecionalidad del ENARGAS no sólo se desprende de las facultades y funciones que la ley 24.076 le otorga, sino también de aquellas conferidas expresamente por el Decreto 1020/20, en tanto le encomienda a esa autoridad regulatoria la celebración de Acuerdos transitorios de renegociación estableciendo los regímenes tarifarios de transición con la única limitación de que sean ratificados por el Poder Ejecutivo de la Nación y que se cumpla con los mecanismos de participación ciudadana.
- (e) Finalmente, el ajuste a partir del mes de marzo de 2022 resulta de toda razonabilidad considerando las necesidades del servicio que presta esta



Distribuidora, y el hecho de que, mientras el Decreto 1020/20 dispuso expresamente que el congelamiento tarifario establecido por el artículo 5° de la Ley N° 27.541 se extendería como máximo hasta el 18/3/2021 (conf. art. 11 Dto. 1020/20), el Acuerdo Tarifario de Transición y los cuadros tarifarios consecuentes fueron puestos en vigencia con posterioridad a la fecha normativamente estipulada, siendo que se los autorizó finalmente a partir del mes de Junio de 2021 (cf. art. 2° Resolución 154/21).

(f) A mayor abundamiento de lo expuesto en el punto anterior, en el mentado Acuerdo Transitorio de Renegociación se estableció también que el ajuste transitorio tendría lugar “durante el mes de mayo de 2021”, no obstante lo cual recién fueron autorizados desde junio de 2021 (cf. art. 2° Resolución 154/20).

(g) Todo lo expuesto, entonces, sumado a las necesidades expuestas a través de la presente, justifican plenamente que, habiendo sido convocada la presente Audiencia Pública para el 19 de enero de 2022, los Cuadros Tarifarios de Transición resultantes del recálculo se disponga a partir del 1° de marzo del corriente año.

### **3. Situación tarifaria actual. Congelamiento e Inversiones.**

Como se mencionó anteriormente, la tarifa actual de la Distribuidora refleja valores ajustados por última vez en el mes de junio 2021, cuando se otorgó el primer incremento en el marco de la Acuerdo Transitorio de Renegociación. Cabe destacar que, al momento de otorgar ese incremento, la tarifa vigente arrastraba 26 meses de congelamiento, ya que la última actualización se había producido en abril de 2019 (con referencia de costos a febrero de ese año). Por otra parte, el incremento otorgado por la mencionada Tarifa Transitoria fue sustancialmente inferior a la inflación acumulada en el periodo transcurrido, y a lo solicitado por la Distribuidora.

Una tarifa que acompaña los incrementos de costos a los que se ve sometida la actividad en general (conforme lo prevé la ley 24.076 en su artículo 41), y la de distribución de gas en particular, permitió durante su plena aplicación incrementar sustancialmente las inversiones en el sistema de distribución, mejorando y ampliando el acceso al gas natural de la población, así como también generar trabajo genuino y de calidad, tanto de manera directa como indirecta.



Incluso con el incremento de ingresos del 18% durante el 2021, en virtud de la RESOL-2021-154-APN-DIRECTORIO #ENARGAS, la Distribuidora realizó inversiones por \$551 millones para mantener el compromiso de seguridad y confiabilidad del sistema de distribución de gas por redes que opera y mantiene, así como también para afianzar y agilizar la comunicación con nuestros usuarios.

Entre las inversiones ejecutadas durante 2021 se destacan:

- Recambio de servidor SAP-ISU y Acondicionamiento de la Sala de Servidores.
- Nuevo Portal Web para Trámites y Consultas On Line.
- Abastecimiento a localidad de San Martín y 25 de Mayo, prov. de San Juan.
- Protección catódica en cañerías acero en áreas corrosión no activa (ACNA).
- Adquisición de equipamiento SCADA y diferentes servicios de software.
- Refuncionalización de la Planta en Godoy Cruz.

El otorgamiento de la Tarifa de Transición solicitada, permitirá a la Distribuidora continuar invirtiendo durante el año 2022, entre cuyas inversiones se encuentran las que se mencionan a continuación:

- Renovación de 4.200mts de redes y servicios domiciliarios en la Ciudad San Juan.
- Ejecución de interconexiones en PRFs en la provincia de Mendoza.
- Construcciones nuevas Plantas Reguladores y redes de distribución en la Costa, prov. de San Luis.
- Construcción ramal paralelo en el Valle de Uco y adecuación del gasoducto paralelo de La Dormida, prov. de Mendoza.
- Adquisición de más de 27.000 nuevos medidores de baja presión destinados a abastecer nuevos usuarios Residenciales/Comerciales y modernizar el parque actual.
- Renovación de dispersores para protección catódica de cañerías.
- Continuación del plan de actualización del sistema SCADA en las tres provincias.
- Reparación de estanqueidad de 22 cruces encamisados y la inhibición de 63 cruces en total.
- Recambio y nuevas licencias de software de Aplicaciones y herramientas colaborativas de trabajo.



Por esto, la necesidad de una actualización tarifaria se presenta como inexorable, pues con el incremento otorgado por debajo de la inflación y con costos que mantienen el ritmo de esta última, la operatoria diaria de la Distribuidora se torna dificultosa tras 3 años<sup>2</sup> de desfasaje entre ambas variables.

En este sentido, el Acuerdo Transitorio de Renegociación suscrito en el corriente año y que enmarcó el aumento transitorio, preveía un recálculo del mismo en 2022, de no encontrarse aún vigentes las revisiones tarifarias resultantes del Acuerdo Definitivo de Renegociación.

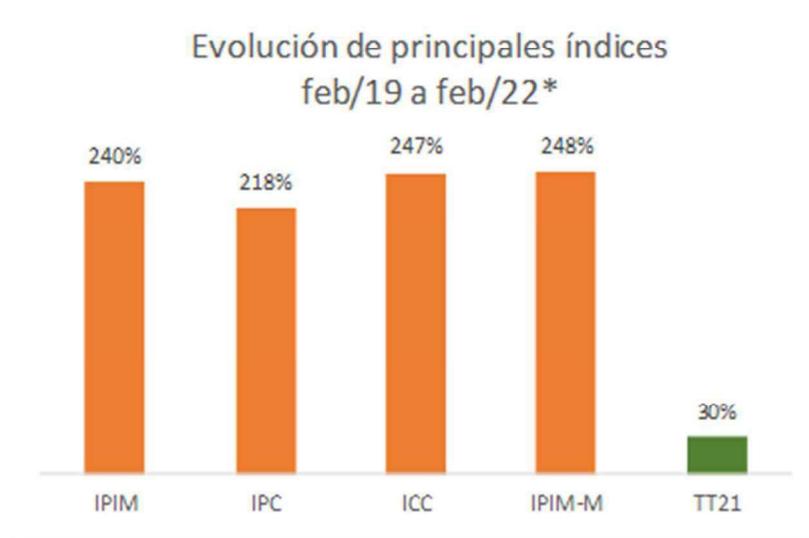
Lo detallado anteriormente, motiva el análisis y presentación que nos ocupa.

➤ **Incremento de Costos**

Durante este periodo la Distribuidora ha afrontado incrementos de sus insumos cotizados en dólares, como son los medidores, las cañerías de acero o el odorante, entre otros; y los cotizados en pesos, a través de sus contratos de servicios ajustados por IPC o de obras civiles, atadas a la evolución del costo de la construcción, por mencionar algunos ejemplos. A continuación, se muestra la evolución de los principales índices y materiales que reflejan el incremento de precios acumulado en los últimos 36 meses, como así también la evolución de la tarifa de distribución, considerando la Tarifa Transitoria otorgada en junio 2021 (TT21):

---

<sup>2</sup> Si bien la Resolución SGE 521/19 y su complementaria Res 751/19, planteaban que el congelamiento vigente desde octubre 2019 hasta febrero 2020 debía compensarse con una reducción en el plan de inversiones obligatorias de la RTI, la Distribuidora no pudo reducir las inversiones a realizar por un monto equivalente al perjuicio generado en los ingresos, ya que se hubiera visto comprometida la seguridad y confiabilidad del sistema de distribución de gas por redes que opera y mantiene. La solicitud de incremento tarifario transitorio se realiza sin perjuicio de los reclamos que podrían continuarse respecto a este punto.



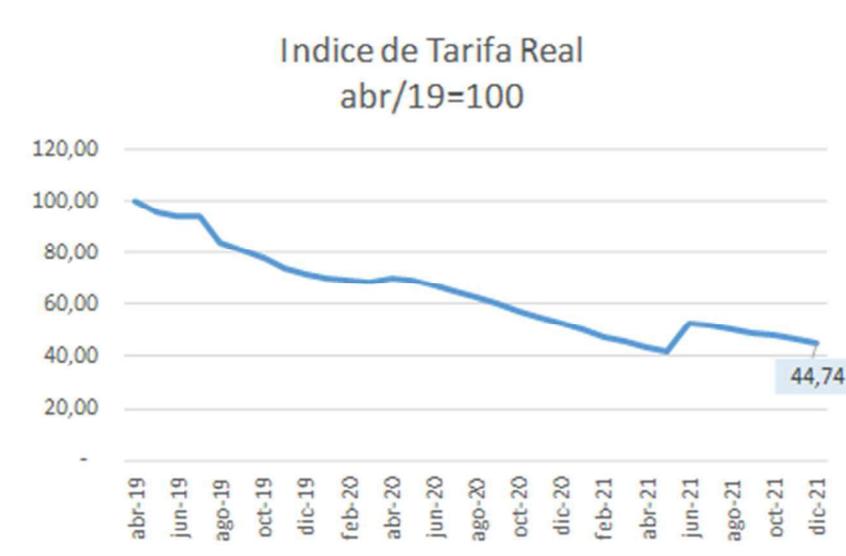
Referencias: IPIM, Índice de Precios Internos Mayoristas; IPC, Índice de Precios al Consumidor; ICC, Índice de Costo de la Construcción; IPIM-M, Índice de Precios Internos Mayoristas componente Importados. Fuente: INDEC. \* Estimación a feb/22 en base a REM-BCRA.

A esto debe adicionarse el incremento de costos de los materiales específicos de la actividad, tales como el acero o el polietileno, que en el último año han tenido incremento muy marcados en dólares, de entre el 42% y el 150%.

#### Variación del precio en dólares. Dic/20 a dic/21

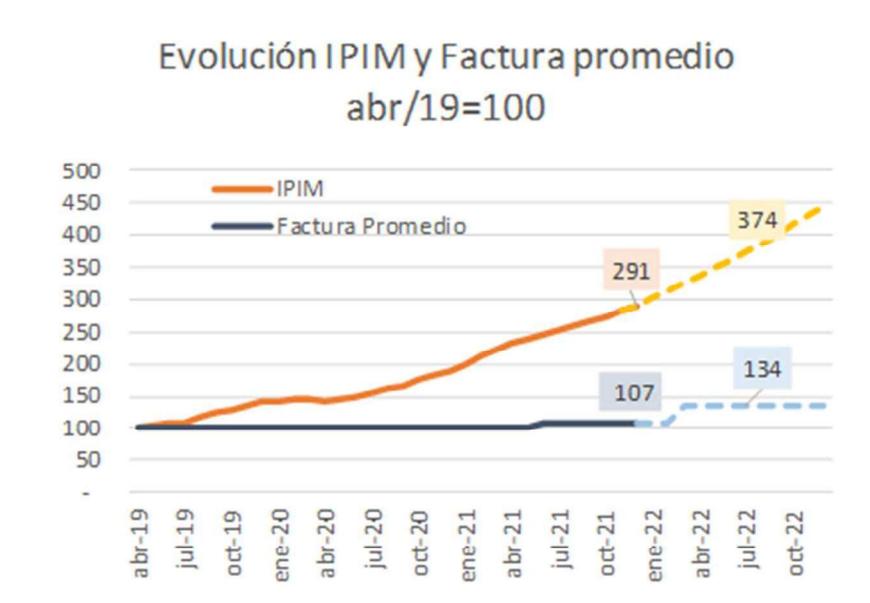
Caño API 5L Gr X42 1,1/2" - 3,68 MM C/R	49%
CAÑO API5L Gº A 2" 3,18 MM. C/R	138%
CAÑO API5L X56 Ø 8" - 6.4 MM C/R	42%
CAÑO Ø3" API 5L GºA 3,58mm C/R EXT BISEL	148%
CAÑO POLIETILENO SDR11 125 MM.	66%
CAÑO POLIETILENO SDR11 180 MM.	66%
CAÑO POLIETILENO SDR11 40 MM.	131%
CAÑO POLIETILENO SDR11 50 MM.	149%
CAÑO POLIETILENO SDR17,6 - Ø125mm PE 100	130%
CAÑO POLIETILENO SDR17,6 - Ø180mm PE 100	123%

Tomando como referencia la evolución del nivel general de precios mayoristas que afronta la Distribuidora (IPIM), y se la compara con la tarifa que desde abril de 2019 solo ha tenido el incremento otorgado por TT21, se puede ver que la misma ha disminuido sensiblemente en términos reales, llegando a perder más de la mitad de su valor:



*Índice de Tarifa deflactado por Índice de precios internos mayoristas (INDEC)*

Mientras tanto, los precios han continuado subiendo y así seguirán durante el próximo año de acuerdo a las expectativas publicadas por el Banco Central, por lo que, de no mediar un ajuste inmediato en el nivel tarifario, los recursos de la Distribuidora para hacer frente a sus obligaciones continuarán mermando significativamente en términos reales.

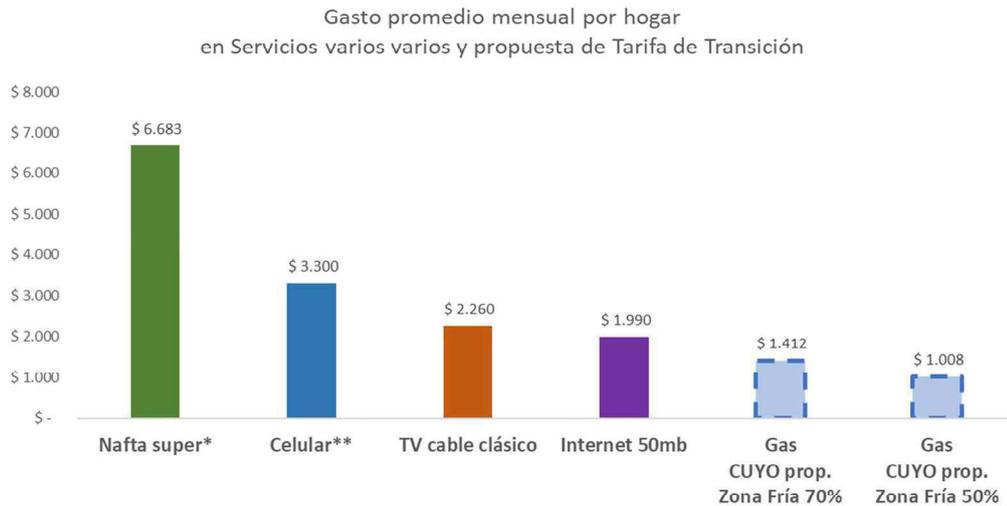


*IPIM (INDEC) y Proyección en base a IPC REM-BCRA. Ajuste tarifario en base a propuesta de Tarifa de Transición 2022.*

Otro indicador más del atraso relativo que ha sufrido la tarifa de distribución de gas por redes lo representa el posicionamiento relativo de la factura promedio mensual de un



usuario residencial, que en la actualidad se encuentra muy por debajo de otros gastos del hogar, como puede ser el servicio de internet, televisión por cable, telefonía celular o combustible:



\*equivale a 68lts; \*\*2 abonos de 3gb. Fuentes: Secretaría de Energía; Personal; Claro; Flow; DGCU.

#### 4. Propuesta de recálculo de la Tarifa de Transición 2022.

Por lo expuesto precedentemente, de acuerdo a lo previsto en el Acuerdo Transitorio de Renegociación suscripto y atento a la necesidad de seguir operando de manera confiable, segura y con calidad nuestro sistema de distribución de gas por redes, es que venimos a esta audiencia pública en el marco de su convocatoria (“Adecuación transitoria de la tarifa de distribución de gas”).

##### ➤ Cuadro Tarifario propuesto.

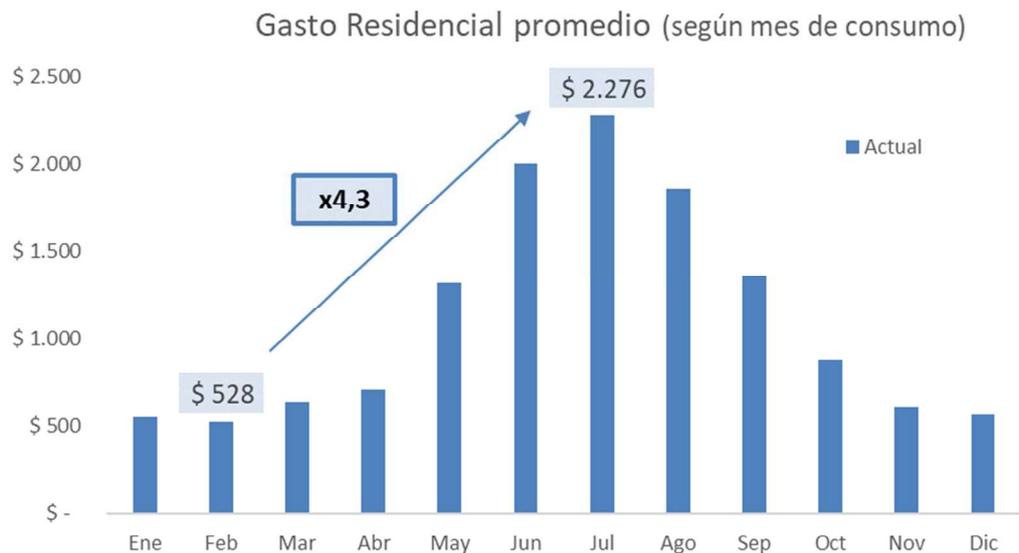
El cuadro tarifario que propone esta Distribuidora se adjunta como Anexo I, y a continuación se enumeran los distintos aspectos tenidos en cuenta para su confección:

- ✓ El cuadro tarifario presentado tendrá una vigencia hasta diciembre 2022 conforme antes se indicó.
- ✓ No se consideran incrementos en los demás componentes de la tarifa, “Gas” y “Transporte”.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> En el caso de subzona Malargüe aplica lo detallado en el apartado 5 de la presente “Actualización del costo del flete (transporte) de GLP”



- ✓ Las Condiciones de Contorno delineadas en el punto 10.2.b) del Anexo I de la Resolución ENRG N° 518/2021, combinando una diferenciación por categoría de usuario e incrementos diferenciados para el cargo fijo y el variable.
- ✓ Que el servicio de gas natural para los usuarios residenciales es altamente estacional, ya que el uso del mismo para calefacción se encuentra concentrado en los meses invernales, generando que una factura de los meses centrales del invierno es en promedio 4,3 veces el valor de una factura de verano, por lo que la propuesta busca reducir este diferencial entre meses de verano-invierno.



- ✓ Que los costos relacionados a la operación y mantenimiento de la distribución de gas, son mayoritariamente planos durante el año, siendo muy pocos los asociados a la cantidad de gas que se distribuye.
- ✓ Que esta Distribuidora ha planteado la posibilidad de llevar la facturación del servicio de gas a un esquema plano anual, especialmente para los usuarios residenciales que son los más afectados por la estacionalidad del servicio, siendo su uso primario el de calefacción, en contraposición a otro tipo de usuarios comerciales o industriales.
- ✓ Que el cuadro tarifario transitorio propuesto es una oportunidad para brindar a los usuarios residenciales y pequeños comercios (SGP) una facturación más previsible, llevando una mayor parte del incremento en el cargo fijo, que es



estable durante todo el año, y menos al cargo variable, minimizando así el impacto en el usuario en los meses de mayor consumo.

- ✓ Que a partir del 5 de agosto de 2021 entraron en vigencia los cuadros tarifarios diferenciales por Zona Fría según Ley 27.637 otorgando automáticamente un descuento del 30% en la factura final al 99% de los usuarios Residenciales de esta Distribuidora.
- ✓ Que de acuerdo al art. 4 de la mencionada Ley y su reglamentación, el ENARGAS notificó a esta Distribuidora que a partir del mes noviembre, 320mil usuarios Residenciales, que representan el 54% de este tipo de usuarios, están alcanzados por el beneficio del 50% de descuento en su factura final.
- ✓ Para el resto de los usuarios grandes se mantiene el ajuste previsto en el Anexo V de la Resolución 4360/17, esto es, el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) - Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), neto del incremento otorgado según Tarifa Transitoria 2021.

A continuación, se ilustra el impacto en la factura media de la Tarifa de Transición propuesta, en los usuarios de la Distribuidora, considerando que el 80% del incremento solicitado en el caso de los usuarios R y SGP se canaliza al cargo fijo, y el 20% restante al cargo variable:

#### Factura final promedio mensual

	Tarifa Actual Plena		Tarifa Propuesta Plena <i>1% de los usuarios Residenciales</i>		Tarifa Propuesta Zona Fría al 70% <i>45% de los usuarios Residenciales</i>		Tarifa Propuesta Zona Fría al 50% <i>54% de los usuarios Residenciales</i>				
R1	\$	740	\$	967	30,7%	\$	677	-8,5%	\$	483	-34,7%
R21	\$	1.137	\$	1.395	22,6%	\$	976	-14,2%	\$	697	-38,7%
R22	\$	1.428	\$	1.740	21,8%	\$	1.218	-14,7%	\$	870	-39,1%
R23	\$	1.662	\$	2.017	21,4%	\$	1.412	-15,0%	\$	1.009	-39,3%
R31	\$	2.052	\$	2.521	22,9%	\$	1.765	-14,0%	\$	1.261	-38,6%
R32	\$	2.441	\$	2.989	22,5%	\$	2.093	-14,3%	\$	1.495	-38,8%
R33	\$	3.040	\$	3.773	24,1%	\$	2.641	-13,1%	\$	1.886	-37,9%
R34	\$	5.023	\$	6.215	23,7%	\$	4.350	-13,4%	\$	3.107	-38,1%
<b>R Promedio</b>	\$	<b>1.621</b>	\$	<b>2.016</b>	<b>24,4%</b>	\$	<b>1.412</b>	<b>-13,0%</b>	\$	<b>1.008</b>	<b>-37,8%</b>
SGP	\$	4.726	\$	6.073	28,5%						

Como puede observarse, en el caso de los usuarios Residenciales, y debido a la implementación de la Ley 27.637, la factura final promedio mensual tendrá una reducción nominal respecto a lo abonado en 2021, incluso con el incremento propuesto en el Margen de Distribución.



A continuación, se muestra el impacto de los incrementos propuestos en el caso de usuarios GNC y GU:

**Valor del m3 según consumo promedio\***

	Actual	Propuesta	
GNC	\$ 19,68	\$ 20,98	6,6%
GU-FD	\$ 16,41	\$ 17,24	5,1%
GU-ID	\$ 15,57	\$ 16,17	3,9%

*\*Para los usuarios que adquieren su propio gas en boca de pozo se asume un costo de US\$3,5/MBTU al tipo de cambio divisa BNA.*

Con el esquema diferencial de cargo fijo y variable presentado en esta alternativa, el impacto es menor en los meses centrales del invierno donde tiene mayor preponderancia el cargo variable. Como se puede observar en el gráfico debajo, en el mes de julio el incremento solicitado impactaría un 14% en la factura final plena del usuario. De esta forma, la relación de factura invierno/verano pasa a ubicarse en 3,5 veces, en contraposición a las más de 4 veces de la facturación actual.

**Gasto Residencial promedio (según mes de consumo)**



Cabe aclarar que, en cualquier caso, esta tarifa es transitoria y se encuentra supeditada a la evolución general de precios de la economía y de los costos de operación de la Distribuidora. Por ello, esta tarifa transitoria se propone para el período 1° de marzo de 2022 hasta el 17 de diciembre de 2022, oportunidad en la cual habrá de haberse culminado



la Revisión de la tarifa resultante de la RTI, y puesto en vigencia los cuadros tarifarios definitivos resultantes del ACUERDO DEFINITIVO DE RENEGOCIACIÓN.

Lo último expuesto es sin perjuicio del derecho de solicitar en cualquier momento un ajuste anterior en la Tarifa de Transición, mientras dure este régimen transitorio, si la adecuada prestación del servicio público de gas natural en las condiciones de seguridad, confiabilidad y continuidad del abastecimiento respectivo por parte de DGCU, así lo demandare, tal como lo admite el art. 46 de la Ley 24.076.

➤ **Alternativa de implementación de la Tarifa de Transición.**

Adicionalmente, atendiendo también lo solicitado en las Condiciones de Contorno delineadas en el punto 10.2.b) del Anexo I de la Resolución ENRG N° 518/2021, complementariamente a nuestra propuesta, se adjunta como Anexo II una segunda alternativa de Cuadro Tarifario de Transición en el cual el incremento solicitado en el margen de distribución para los usuarios Residenciales y SGP se aplica en un mismo porcentaje para el componente fijo y variable. El resto de las consideraciones realizadas en el punto anterior se mantienen inalteradas.

En esta alternativa, los impactos referidos al resto de los usuarios no se ven afectados.

**Factura final promedio mensual**

	<b>Tarifa Actual Plena</b>	<b>Tarifa Propuesta Plena 1% de los usuarios Residenciales</b>	<b>Tarifa Propuesta Zona Fría al 70% 45% de los usuarios Residenciales</b>	<b>Tarifa Propuesta Zona Fría al 50% 54% de los usuarios Residenciales</b>
R1	\$ 740	\$ 937 26,7%	\$ 656 -11,3%	\$ 469 -36,7%
R21	\$ 1.137	\$ 1.382 21,5%	\$ 968 -14,9%	\$ 691 -39,2%
R22	\$ 1.428	\$ 1.745 22,2%	\$ 1.222 -14,5%	\$ 873 -38,9%
R23	\$ 1.662	\$ 2.026 21,9%	\$ 1.419 -14,6%	\$ 1.013 -39,0%
R31	\$ 2.052	\$ 2.541 23,9%	\$ 1.779 -13,3%	\$ 1.270 -38,1%
R32	\$ 2.441	\$ 3.017 23,6%	\$ 2.112 -13,5%	\$ 1.508 -38,2%
R33	\$ 3.040	\$ 3.808 25,3%	\$ 2.665 -12,3%	\$ 1.904 -37,4%
R34	\$ 5.023	\$ 6.280 25,0%	\$ 4.396 -12,5%	\$ 3.140 -37,5%
<b>R Promedio</b>	<b>\$ 1.621</b>	<b>\$ 2.015 24,3%</b>	<b>\$ 1.411 -13,0%</b>	<b>\$ 1.008 -37,9%</b>
SGP	\$ 4.726	\$ 5.884 24,5%		

Esta redistribución del incremento entre cargo fijo y cargo variable, no afecta el incremento de manera global en el usuario promedio, aunque sí genera algunas diferencias entre categorías, debido al impacto diferencial que tiene el cargo fijo de acuerdo al volumen anual consumido.



Adicionalmente, cabe recalcar que los cuadros tarifarios presentados en esta instancia, así como las ilustraciones de los incrementos mostrados más arriba, apuntan a incrementar el ingreso total de la Distribuidora en el porcentaje objetivo. Es por esto que, de mediar algún rebalanceo tarifario o incrementos diferenciales por categoría, distintos a los aquí presentados, se deberá asegurar que el incremento total promedio sea igual al aquí presentado.

Finalmente, se presenta un Anexo III con los cuadros tarifarios que resultarían de aplicar el incremento solicitado en la misma magnitud para todas las categorías de usuario.

➤ **Aplicación del incremento de la Tarifa de Transición a las Tasas y Cargos**

La Tarifa de Transición resultante del recálculo también deberá contemplar el ajuste de los valores de las Tasas y Cargos que esta Distribuidora está autorizada a cobrar por determinados servicios.

Los valores de los incrementos están directamente relacionados con los insumos utilizados para cumplimentar con las tareas asociadas, por lo que la actualización de costos debe reflejar en su totalidad el atraso que las mismas han sufrido durante los últimos dos años.

En función de esto, se presentan en el Anexo IV los nuevos valores propuestos.

**5. Costos a ser reconocidos en tarifa final a usuarios por Componente Transporte y Gas.**

La propuesta de Tarifa de Transición presentada como Anexo I, ha sido realizada –como se dijo- sin contemplar ajustes en los componentes de transporte y gas. De disponer esa Autoridad Regulatoria modificaciones en alguno o ambos componentes en la Tarifa de Transición que se defina, deberá considerarse en los costos de transporte y de gas de DGCU lo siguiente:

En cuanto al costo del gas, deberá tener en cuenta esa Autoridad Regulatoria el Precio del Gas a comprar que corresponderá al período estacional que comienza el 1° de marzo de 2022 y finaliza el 17 de diciembre de 2022, en los términos del art. 38 de la Ley N° 24.076, art. 37 inc. 5 Decr. 1738/92 y art. 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia (cfr. Dec. 2255/92) y concs., en el siguiente sentido:



(i) En el marco del “Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024” (el “PG4”) aprobado por el DECNU-2020-892-APN-PTE y resoluciones RESOL-2020-317-APN-SE#MEC, RESOL-2020-391-APN-SE#MEC y RESOL-2020-447-APN-SE#MEC esta Distribuidora adhirió al PG4 y firmó los contratos de gas con aquellos productores que resultaron adjudicados en el artículo 2° de la Resolución SE N° 391/2020 de acuerdo al modelo de oferta aprobado por el artículo 4° de la Resolución SE N° 317/2020. Todas las Ofertas suscriptas a la fecha fueron presentadas a esa Autoridad por nota COM 0248/21.

(ii) Considerando que la tarifa vigente desde abril 2019 contempla una componente de Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) cuyo período de aplicación ya se ha cumplido e incluso sobrepasado, y teniendo en cuenta además que la metodología establecida al efecto en la Resolución ENRG 72/2019 ha sido derogada sin que se haya emitido su reemplazo a la fecha, se solicita a esa Autoridad que durante el régimen de vigencia de la tarifa transitoria o hasta tanto se determine la nueva metodología para el cálculo y aplicación de DDA que considere el principio de lo devengado, dicha componente tarifaria sea defina en cero (0).

Por su parte, en cuanto al componente Transporte, se solicita a esa Autoridad se proceda a actualizar el mismo en el caso de hubiera un cambio en las tarifas autorizadas de la Transportadora de Gas del Norte S.A. en el marco del actual proceso dispuesto por el artículo 7° de la RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, concerniente a la audiencia pública convocada por esa Autoridad Regulatoria con el fin de poner a consideración de la audiencia un Régimen Tarifario de Transición en el marco del Decreto 1020/20.

## **6. Precio del GLP.**

Respecto a las localidades abastecidas por GLP por redes, con fecha 25 de agosto de 2020 se suscribió el DÉCIMO SÉPTIMO ACUERDO DE PRÓRROGA DEL ACUERDO DE ABASTECIMIENTO DE GAS PROPANO PARA REDES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS PROPANO INDILUÍDO (el “Acuerdo”) vigente hasta el 31/12/2020, modificando los precios respecto al acuerdo anterior a partir del 1 de julio de 2020:



Precios Acordados (\$/Tn)

Categoría de usuario	abr-19 a jun-20	jul-20 a dic-20	
	Total país	Resto país	Art. 75 Ley N° 25.565 *
R	10.171,90	8.937,00	4.984,00
SGP 1	10.171,90	8.937,00	9.968,00
SGP 2	10.171,90	8.937,00	9.968,00
SGP 3	12.061,00	8.937,00	9.968,00

\* Provincias de TIERRA DEL FUEGO, ANTÁRTIDA E ISLAS DEL ATLÁNTICO SUR, SANTA CRUZ, CHUBUT, NEUQUÉN, RÍO NEGRO, LA PAMPA, en el Partido de Patagones de la Provincia de BUENOS AIRES y en el Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA

Por ello, a través de la Resolución ENARGAS N° 272/2020 y 280/2020 de fecha 16 y 17 de septiembre de 2020, respectivamente se aprobaron los cuadros tarifarios correspondientes a la localidad de Malargüe (Provincia de Mendoza) abastecida con GLP por redes, reflejando el “Precio Acordado” (conforme se encuentra expresado en el Artículo 2 del Acuerdo) a partir de julio de 2020, el cual se ubica por debajo del valor del gas contenido en las tarifas vigentes hasta ese momento. Por lo tanto, su traslado a tarifas por parte de esta Autoridad Regulatoria se tradujo en una reducción de las mismas y, en consecuencia, en una disminución de los montos a pagar en factura -a iguales consumos- para todos los usuarios finales de las localidades abastecidas con GLP por redes.

A la fecha, se encontraría vigente el Décimo Octavo Acuerdo de Prórroga de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido con vigencia desde el 01/01/2021 (del cual esta Distribuidora no pudo acceder a una copia), pero el mismo no implicaría cambios en los precios de GLP, por lo que se considera vigente el Precio Acordado, tal como fuera publicado en los cuadros tarifarios de transición según Resolución ENARGAS N° 154/21.

➤ **Actualización del costo del flete (transporte) de GLP**

Los cuadros tarifarios de transición que entraron en vigencia el 2 de junio de 2021 según Resolución ENARGAS N° 154/21, no tuvieron en cuenta el pedido de esta Distribuidora de actualizar el precio del flete en tarifa en base a la participación de bocas de carga, distancias y costos reales por ruta de transporte, el cual no ha tenido actualizaciones desde abril de 2019. Esto genera un doble perjuicio a DGCU, ya que por un lado el costo del flete se incrementa al ritmo de la inflación y por otro, las rutas utilizadas para el cálculo de la tarifa en ese entonces difieren mucho de las actuales, asignadas por las bocas de carga o cupos mensuales por productor definidos en el Acuerdo de Prórroga de Abastecimiento



de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido vigente, que fuera mencionado más arriba.

Consecuentemente, en virtud de la celebración de la nueva Audiencia Pública a los fines de la actualización de la Tarifa Transitoria se solicita que se apruebe un nuevo cuadro tarifario que contemple en su exacta incidencia el costo del flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) derivado del cambio en la participación de las bocas de carga y/o cupo mensual asignado a los productores de GLP, conforme las estipulaciones del Acuerdo vigente de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para Redes de Distribución de Gas Propano Indiluido (el “Acuerdo”) suscripto entre los proveedores de GLP y las autoridades de la Secretaría de Energía.

En el siguiente cuadro se compara el mix de bocas de carga del costo del flete de GLP reconocido en el cuadro tarifario aprobado desde abril de 2019 con la situación actual del Acuerdo para el año 2021:

<b>% de participación de cantidades compradas por ruta en ton</b>	<b>Cuadro Tarifario abr-19 y jun-21</b>	<b>Nuevo cupo Acuerdo vigente</b>
El Portón - Malargüe x Neuquén	4%	5%
Luján - Malargüe	59%	10%
Puerto Galván - Malargüe	36%	85%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
<b>km/ruta</b>		
El Portón - Malargüe x Neuquén	2.488	2.488
Luján - Malargüe	672	672
Puerto Galván - Malargüe	2.200	2.200
<b>Km promedio</b>	<b>1.304</b>	<b>2.062</b>
<b>% variación por cambio en la participación de rutas en Acuerdo vigente</b>		<b>58%</b>

Consecuentemente, conforme fuera oportunamente y diligentemente informado a esa Autoridad Regulatoria, el valor contemplado como costo de flete o transporte de GLP en los Cuadros Tarifarios no permite el pleno recupero del aumento del índice del costo real de transporte<sup>4</sup> de GLP desde abril de 2019 y el costo contemplado en el Cuadro Tarifario de Transición, luego de dos años de congelamiento, cuyo monto sin actualizar entre el 01/04/2019 y el 31/12/2021 asciende a la suma \$103.644.945. Tal costo deberá entonces,

<sup>4</sup> Las empresas transportistas de cargas de GLP actualizan mensualmente el precio del flete mediante aplicación directa del Índice de Costo de Transporte de Cargas de la Federación Argentina de Entidades Empresariales del Autotransporte de Cargas (ICT-FADEEAC).



ser debidamente considerado y/o retribuido en la tarifa. Asimismo, de no mediar incrementos tarifarios en el costo del flete y/o transporte de Gas Licuado de Petróleo (GLP) y de mantenerse el incremento esperado para el año 2022 de costos de las empresas transportistas del 52% interanual, el perjuicio proyectado entre el 01/01/2022 y el 31/12/2022 sería de \$ 160.773.921.

Este perjuicio se suma al perjuicio por el mix de bocas de carga de abastecimiento fijado a la Distribuidora en el Acuerdo vigente sin su correspondiente reconocimiento en tarifa. La diferencia entre el costo promedio de transporte a considerar con motivo de los cupos de GLP previstos en los Acuerdos y el costo reconocido en el Cuadro Tarifario, asciende entre el 01/04/2019 y el 31/12/2021 a la suma de \$ 61.695.841. Adicionalmente, asumiendo un incremento para el año 2022 de costos de las empresas transportistas del 52% interanual el perjuicio proyectado por el mix de bocas de carga entre el 01/01/2022 y el 31/12/2022 sería de \$ 72.418.243.

En definitiva, producto de la omisión de ajuste del costo de transporte (flete del GLP) en el Cuadro Tarifario de esta Distribuidora, se ocasiona un daño que, de no mediar actualizaciones, a diciembre del 2022 ascendería a \$398,5 millones y cuya reparación se solicita sea incluida en el nuevo Cuadro Tarifario.

**7. Otros incrementos de costos propios de la actividad regulada no contemplados en la Tarifa de Transición propuesta y que deberán ser considerados conforme a la normativa de aplicación o en el proceso de renegociación del Decreto 1020/20, según el caso.**

Además del impacto en los costos de esta Distribuidora por la evolución de los índices de la economía antes referidos, el incremento de otros costos propios de la actividad generados por cambios regulatorios (aún no reconocidos en la tarifa o por vía de compensación en los términos del artículo 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia) han impactado negativamente en la ecuación económica financiera de la licencia de DGCU, los cuales se detallan a continuación de manera ilustrativa:

➤ **Capital de Trabajo**

Es importante mencionar que con la implementación de los cuadros tarifarios diferenciales según Ley 27.637 y en particular según Res. ENARGAS 242/21, se produce un grave



descalce en la posición del impuesto al valor agregado (IVA) producto de lo pagado como crédito fiscal (IVA por compra y transporte de gas) con respecto al débito fiscal recaudado (IVA facturado por la Distribuidoras). Este descalce se genera debido a que los productores de gas y/o transportistas de gas facturan el IVA a las Distribuidoras sin ningún tipo de descuento por el régimen de zonas frías, pero en la facturación de las Distribuidoras a sus Usuarios este descuento (del 30% al 50% del valor de los cuadros tarifarios) se contempla en el cálculo del impuesto. Esto redundará en una menor recaudación con respecto al débito fiscal (IVA facturado por la Distribuidoras a sus usuarios) que la obligación de pago a los proveedores de la Distribuidora bajo el mismo concepto por el IVA por compra de gas y/o transporte, no respetándose el principio de *pass-through*.

De esta forma, la Distribuidora se ve significativamente perjudicada al no recuperar sus costos debiendo financiar este diferencial. Es importante destacar que este perjuicio se incrementa al producirse nuevos incrementos en las componentes tarifarias de gas y/o transporte, las cuales incrementarán el costo del IVA a pagar sin tener una compensación equivalente por parte del IVA facturado.

Como conclusión al punto anteriormente mencionado, es necesario resaltar que la combinación de los factores como: (i) aplicación de descuentos por régimen de zonas frías en periodos completos y de mayor incidencia del gas (invierno); (ii) mayor proporción de usuarios a los cuales se les debe aplicar descuentos del 50% (a partir de Noviembre 2021 se incrementó el padrón de usuarios con este beneficio, pasando de 87 mil a 320 mil usuarios) y; (iii) el aumento diferencial por componente en los cuadros tarifarios, **generará un consumo de capital de trabajo y/o saldos técnicos a favor en las posiciones de IVA de las Distribuidoras no cubierto por la tarifa vigente**. Esta situación debe ser inmediatamente abordada por esa Autoridad Regulatoria, para prevenir ese daño en ciernes.

➤ **Extracostos generados por cambios regulatorios**

Una serie de decisiones de política regulatoria adoptadas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) y la entonces Secretaría de Gobierno de Energía (SGE), según su caso, redundaron en mayores erogaciones a realizar por parte de la Distribuidora. En este sentido, cabe recordar que, para la determinación de las tarifas del quinquenio, el ENARGAS realizó una proyección de los ingresos necesarios de la Distribuidora para cumplir con sus obligaciones, además de asegurar que aquellas otorgaran una rentabilidad



justa y razonable, conforme lo prevén los artículos 2° inc. d), 38 inc. a) y 39 inc. a) de la ley 24.076, entre otros.

Algunos de los efectos de las decisiones han quedado, incluso, reconocidos en los propios actos que dispusieron las mismas, tal como así quedó reflejado, por ejemplo, en la Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía 521/19, a raíz de la cual se dispuso *“Diferir el ajuste semestral de los márgenes de transporte y distribución previsto a partir del 1º de octubre de 2019 ...”* (art. 1º), y en compensación por ello, de conformidad con lo previsto en el numeral 9.8 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución de Gas (RBLD), la readecuación de las inversiones obligatorias previstas para el quinquenio (cf. art. 2).

No obstante, esa compensación parcial (tal como se comunicó a en su momento a la actual Secretaría de Energía en nuestra nota COM 5256/19 de fecha 10 de octubre de 2019), únicamente ha contemplado esa puntual decisión de política regulatoria, pero han quedado sin compensar, otras tantas decisiones que alteraron el equilibrio económico-financiero de la Licencia.

Esas decisiones de la autoridad regulatoria no se encontraban proyectadas en el flujo de gastos del quinquenio y que obedecen a cambios producidos *ex post* a la determinación de la tarifa y que redundan en mayores erogaciones, sin una contrapartida en los ingresos.

En aras a la brevedad, se remite a la Nota COM 05516/19, donde fueron oportunamente detallados y reclamados.

## **8. Petitorio.**

Tenga por efectuada en tiempo y forma, bajo las premisas, supuestos y reservas efectuadas, (i) la presentación de propuesta de recálculo de la Tarifa de Transición en los términos del artículo 7° de la RESOL-2021-518-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, (ii) y demás peticiones desarrolladas en la presente.



Sin otro particular, saludo a Ud. atentamente



Digitally signed by  
DISTRIBUIDORA DE GAS  
CUYANA S.A.  
Date: 2022.01.03 14:44:04 -  
03:00  
Reason: ZUANICH Federico -  
APODERADO  
Location: Ciudad Autónoma de  
Buenos Aires

---

**Federico Zuanich**  
**Apoderado**  
**Director de Asuntos Legales**  
**Distribuidora de Gas Cuyana S.A.**

**Adjuntos:**

**Anexo I: Cuadro Tarifario propuesto.**

**Anexo II: Cuadro Tarifario alternativo.**

**Anexo III: Cuadro Tarifario alternativo.**

**Anexo IV: Tasas y Cargos**

**Anexo V: Detalle de perjuicio acumulado por transporte de GLP desde abril 2019 a diciembre 2022 por diferencia de aumento entre costo real de transporte de GLP y el costo incluido en los cuadros tarifarios congelados**

**Anexo VI: Detalle de perjuicio acumulado por transporte de GLP desde abril 2019 a diciembre 2022 por cupos de GLP según Acuerdos por ruta de transporte**

**Anexo VII: Detalle de distancias entre distintos centros de abastecimiento a la localidad de Malargüe.**



N 024457368



1 **FOLIO 6718. PRIMERA COPIA. PODER GENERAL ADMINISTRATIVO Y**  
 2 **JUDICIAL: "DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SOCIEDAD ANÓNIMA"** a favor  
 3 de FEDERICO ZUANICH. ESCRITURA NÚMERO DOS MIL CIENTO OCHENTA Y  
 4 UNO.- En la ciudad de Buenos Aires, Capital de la República Argentina, a veintisiete de  
 5 septiembre de dos mil diecinueve, ante mí, Escribano autorizante, comparece Osvaldo  
 6 Arturo RECA, argentino, nacido el 14 de diciembre de 1951, titular del Documento  
 7 Nacional de Identidad número 10.176.569, casado, con domicilio especial en la Avenida  
 8 Tomás Edison N° 2.701, Dársena E, de esta ciudad, persona de cuyo conocimiento doy fe.  
 9 Concorre en su carácter de Presidente de la sociedad que gira en esta ciudad bajo la  
 10 denominación de "DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA SOCIEDAD ANÓNIMA", con  
 11 domicilio en Avenida Presidente Figueroa Alcorta número 7.174, piso 3, de esta ciudad.  
 12 Acredita la representación y personería invocada con: a) Aprobación del Texto ordenado de  
 13 los Estatutos elevados a escritura pública número 76 el 17 de marzo de 2006, pasada ante el  
 14 escribano de esta ciudad, Antonio L. Cinco, al folio 305 del Registro número 1061 a su  
 15 cargo, y su escritura complementaria número 109 de fecha 11 de abril de 2006, pasada ante  
 16 el citado escribano al folio 457, del citado Registro, inscriptas en forma conjunta en la  
 17 Inspección General de Justicia el 31 de julio de 2006, bajo el número 11705, del Libro 32,  
 18 tomo de Sociedades por Acciones; b) Reforma de estatutos elevado a escritura pública el 18  
 19 de julio de 2012, ante el escribano de esta ciudad Juan Pablo Lazarus del Castillo, al folio  
 20 5693, del Registro 15 de su adscripción, cuya primera copia se inscribió en la Inspección  
 21 General de Justicia el 18 de diciembre de 2012, bajo el número 20263, del Libro 62, tomo  
 22 de Sociedades por Acciones; c) Cambio de la sede social por la actual elevado a escritura  
 23 pública el 26 de diciembre de 2016, ante mí, al folio 10074 de este Registro a mi cargo,  
 24 cuya primera copia se inscribió en la Inspección General de Justicia el 23 de marzo de 2017,  
 25 bajo el número 5511, libro 83, tomo de Sociedades por Acciones; y d) Elección de

13:50:27

30/09/2019

CECBA - LEY 404 GCBA

LEGALIZACION

190930 400452



Director General de Inspección General de Justicia  
Mandatos



N 024457368

autoridades resuelto por acta de Asamblea de fecha 15 de abril de 2019 y distribución de 26  
cargos resuelto por acta de directorio de fecha 24 de abril de 2019, inscriptas en la 27  
Inspección General de Justicia el 13 de mayo de 2019, bajo el número 9017, del libro 95, 28  
tomo de Sociedades por Acciones. Los documentos relacionados en sus originales tengo a la 29  
vista y en fotocopias obran agregadas al folio 2249 del protocolo correspondiente al año 30  
2015, a excepción del inciso c) que obra agregado al folio 3921, protocolo correspondiente 31  
al año 2017 y el mencionado en el inciso d) agrego a la presente, surgiendo de los mismos 32  
las facultades para este acto. Y en tal virtud, asegurando la plena vigencia de la 33  
representación invocada, el compareciente me solicita la transcripción del acta de directorio 34  
que copiada en sus partes pertinentes, dice así: "ACTA DE DIRECTORIO N° 333 En la 35  
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, a 19 días del mes de septiembre de 2019, siendo las 36  
16.30 horas, se reúnen en la sede social sita en la Av. Presidente Figueroa Alcorta N° 7.174, 37  
3° piso, los miembros del Directorio de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (la 38  
"Sociedad") bajo la presidencia del Sr. Osvaldo Arturo Reca y con la participación de los 39  
Sres. Directores Simón Jorge Pereyra Iraola, Miguel Dodero, Martín Ruete Aguirre, Matías 40  
Eduardo Dotta, Gonzalo Estivariz Barilati, Javier Alberto Monge, Rafael Tronconi y Carlos 41  
Alejandro Valdevenitez. Asimismo, se encuentra presente el Sr. Carlos Adolfo Zlotnitzky, 42  
miembro de la Comisión Fiscalizadora de la Sociedad. Abierto el acto el Sr. Presidente 43  
informa que la citación para esta reunión de Directorio fue comunicada oportunamente, de 44  
conformidad con las normas estatutarias y legales vigentes. Toma la palabra el Sr. Carlos 45  
Zlotnitzky, miembro de la Comisión Fiscalizadora, y manifiesta que, de los Sres. Directores 46  
presentes en la reunión, los Sres. Monge, Dotta y Valdevenitez participan por medio de 47  
video-teleconferencia, conforme lo establecido en el artículo 26 del Estatuto Social. 48  
Existiendo quorum suficiente, el Sr. Presidente pone a consideración de los presentes el 49  
primer punto de la Agenda que dice: (...) A continuación el Sr. Presidente propone que se 50

COLEGIO DE ESCRIBANOS  
CIUDAD DE BUENOS AIRES  
REPUBLICA ARGENTINA  
19/09/2019  
Mand



1 pase al tratamiento del segundo y último punto del Orden del Día que dice: 2)  
2 **OTORGAMIENTO DE PODERES.** Solicita la palabra el Sr. Presidente e informa a los  
3 presentes que, para favorecer el correcto funcionamiento operativo de la Sociedad, resulta  
4 conveniente y por ello **MOCIONA** se otorgue el poder que a continuación detalla: PODER  
5 GENERAL ADMINISTRATIVO Y JUDICIAL a favor del Sr. Federico ZUANICH, D.N.I.  
6 N° 16.064.893, para que, actuando en forma individual, realice los siguientes actos: (1)  
7 **GESTIONES ADMINISTRATIVAS:** Representar a la Sociedad ante: organismos  
8 públicos nacionales, provinciales o municipales del país; Estado Nacional, Estados  
9 Provinciales, Ministerios y Secretarías de Estado; Administración Federal de Ingresos  
10 Públicos (AFIP), y las direcciones que de ella dependen: Dirección General Impositiva  
11 (DGI) y Dirección General de Aduanas (DGA); direcciones de rentas provinciales y  
12 municipales; tribunales administrativos; Tribunal Fiscal de la Nación y sus similares;  
13 correos y empresas de telecomunicaciones; Ministerios Nacionales de Trabajo, Empleo y  
14 Seguridad Social, de Salud Pública y Acción Social, de Planificación Federal, Inversión  
15 Pública y Servicios (MPFIPyS), de Economía y Finanzas Públicas, sus secretarías,  
16 subsecretarías, direcciones, reparticiones y delegaciones; Gas del Estado o su ente residual;  
17 Ente Nacional de Regulación del Gas, y organismos que lo reemplacen o sustituyan o  
18 cualquier otro organismo nacional, provincial o municipal que pueda crearse para regular o  
19 controlar el servicio de distribución del gas; organismos y entidades de control y/o  
20 fiscalización societaria tales como la Inspección General de Justicia (IGJ) de la Ciudad  
21 Autónoma de Buenos Aires o similares de las provincias del país, la Comisión Nacional de  
22 Valores (CNV), la Bolsa de Comercio de Buenos Aires (BCBA), el Mercado Abierto  
23 Electrónico S.A. (MAE), la Caja de Valores S.A., y restantes mercados y bolsas de títulos  
24 valores del país; Administración Nacional de la Seguridad Social (ANSES); el Ministerio de  
25 Trabajo, Empleo y Seguridad Social de la Nación (MTESSN); el Servicio de Conciliación



N 024457369

Laboral Obligatoria (SECLO) del MTESSN; las autoridades o entes provinciales o 26  
municipales que regulen las actividades en el campo laboral y de previsión social; el 27  
Instituto Nacional de Obras Sociales (INOS); el Instituto Nacional de Servicios Sociales 28  
para Jubilados y Pensionados (INSSJP); el Sistema Único de la Seguridad Social (SUSS) 29  
dependiente del MTESSN; el Consejo del Salario Mínimo; las Obras Sociales y cualquier 30  
entidad u organismo prestador de servicios de la salud; las Aseguradoras de Riesgos del 31  
Trabajo (ART); la Superintendencia de Riesgos del Trabajo (SRT); las comisiones médicas; 32  
los Sindicatos o Asociaciones Gremiales con ámbito de representación que abarque total o 33  
parcialmente al personal de la Sociedad; la Federación Argentina de trabajadores de Gas del 34  
Estado y Afines; reparticiones autónomas, autárquicas, empresas nacionales, provinciales, 35  
municipales o mixtas o privadas de cualquier naturaleza jurídica, considerando organismos 36  
de seguridad pública, salud pública, y medio ambiente; e incluyendo empresas prestadoras 37  
de servicios públicos, otras sociedades distribuidoras de gas o transportistas de gas; cámaras 38  
de sociedades y agrupaciones empresarias como la Asociación de Distribuidores de Gas de 39  
la República Argentina (ADIGAS); estados y/o gobiernos extranjeros centrales, provinciales 40  
o municipales, sus entes autárquicos, o autónomos, sociedades en general y/o particulares, 41  
domiciliados en el exterior; árbitros, arbitradores, amigables componedores, mediadores, en 42  
el país y en el extranjero. A tales fines podrá: realizar todas las peticiones, solicitudes, 43  
gestiones, reclamos, denuncias, recursos administrativos, contrataciones, transacciones y 44  
desistimientos y actos que consideren convenientes para la Sociedad, presentando toda clase 45  
de escritos y pruebas, declaraciones juradas y manifestaciones de bienes, documentos y 46  
planos, haciendo o aceptando modificaciones de los mismos, solicitando rebajas de 47  
valuaciones, pedidos de exoneración de impuestos, tasas, recargos y multas u otras 48  
sanciones, devoluciones de dinero pagado o depositado indebidamente, efectuando 49  
imputaciones o descargos, reclamando levantamiento de clausuras, tramitando cualquier 50





# ACTUACION NOTARIAL

LEY 404



N 024457370



1 expediente en todos los grados e instancias, notificándose de las decisiones que recaigan e  
2 impugnando las que fueren adversas, siguiendo la vía que estimen conveniente,  
3 interponiendo toda clase de recursos, inclusive aclaratoria, de revisión, de reconciliación de  
4 apelación, jerárquico, de queja, de rectificación, alzada, de repetición, denunciar de  
5 ilegitimidad y reclamo administrativo previo y el silencio administrativo, y concluir las  
6 tramitaciones en sede contencioso administrativa. Asimismo, actuando en forma individual,  
7 el apoderado podrá pedir y asistir a toda clase de audiencias, labrar y firmar actas; prorrogar  
8 y/o declinar jurisdicciones; retener y efectuar depósitos en conceptos jubilatorios, gestionar  
9 ante las Cajas e Institutos de Previsión social todo lo concerniente a las disposiciones  
10 legales sobre jubilaciones, pensiones, en que la Sociedad sea parte o tenga interés como  
11 entidad patronal. **(2) ACTUACIONES JUDICIALES:** Intervenir en cualquier tipo de  
12 juicios o procesos judiciales pendientes o futuros, de cualquier naturaleza, incluyendo entre  
13 otros sin carácter limitativo juicios civiles, comerciales, laborales, penales, ordinarios,  
14 sumarios, sumarísimos, procesos de ejecución incluyendo ejecutivos y ejecuciones  
15 especiales, procesos especiales incluyendo interdictos y acciones posesorias, rendición de  
16 cuentas, mensura y deslinde, división de cosas comunes, desalojos, procesos arbitrales  
17 incluyendo juicios arbitrales, juicios de amigables componedores, pericias arbitrales,  
18 procesos voluntarios, concursos preventivos de acreedores y quiebras, beneficios de litigar  
19 sin gastos, tercerías, etc., en todo fuero o jurisdicción en que la mandante sea parte legítima  
20 como actora o demandada o en cualquier otro carácter, ejercitando al efecto, ante todo tipo  
21 de juzgados y tribunales, en cualquier instancia, en sede judicial o administrativa, federal o  
22 provincial, incluyendo la Corte Suprema de Justicia de la Nación y Supremas Cortes  
23 Provinciales, con facultades, entre otras y sin carácter limitativo para constituir y denunciar  
24 domicilios; presentar escritos, títulos y documentos de toda clase; declinar o prorrogar  
25 competencia o jurisdicción; recusar con o sin causa; entablar demandas y contestarlas;



N 024457370

deducir reconvencciones; suspender procesos; solicitar expedientes, documentación original 26  
y copias; tramitar y diligenciar oficios, exhortos, edictos, mandamientos; notificar 27  
personalmente, por cédulas, por telegramas, por edictos; practicar intimaciones y citaciones; 28  
formular protestos y protestas; protocolizar documentos; contestar vistas y traslados; 29  
conceder esperas o quitas o acordar términos; acordar ampliaciones o abreviaciones de 30  
plazos; pedir nulidades; solicitar todo tipo de medidas cautelares, embargos preventivos y 31  
definitivos, inhibiciones y secuestros y sus cancelaciones, deducir tercerías, solicitar la 32  
formación de incidentes; acusar rebeldías; solicitar la acumulación de acciones; solicitar la 33  
intervención de terceros; presentar recursos de reposición, apelar sentencias definitivas, 34  
interlocutorias y providencias simples, por escrito o verbalmente, apelar ordinaria o 35  
extraordinariamente; interponer y renunciar todo recurso que fuera necesario; asistir a 36  
juicios verbales, al cotejo de documentos, con indicación de ellos, y de firmas, o a exámenes 37  
periciales; interpelar, desistir, allanarse, transar o rescindir transacciones; solicitar caducidad 38  
de instancia; solicitar sentencias declarativas; citar de evicción; ejercer la acción 39  
subrogatoria; solicitar y oponerse a la apertura de pruebas, ofrecer o producir todo género de 40  
pruebas e informaciones, alegar hechos nuevos, solicitar audiencias y participar en ellas; 41  
solicitar plazo extraordinario de prueba, solicitar estado de documentos, redargüir de 42  
falsedad, solicitar y presentar informes; elegir y recusar absolventes, presentar pliegos, 43  
realizar preguntas recíprocas, agregar o rectificar el contenido de actas y firmarlas; proponer 44  
y oponerse a testigos, asistir a careos; proponer y recusar a peritos, solicitar su reemplazo, 45  
determinar puntos de pericia; solicitar ejecuciones de planos, relevamientos, reproducciones 46  
con medios e instrumentos mecánicos, exámenes científicos y reconstrucciones de hechos, 47  
requerir informes científicos o técnicos, reconocimiento judicial de lugares o cosas o la 48  
concurencia de peritos, asistir a diligencias, alegar mérito a la prueba; absolver posiciones 49  
en nombre y representación del mandante; recibir, cobrar y percibir importes por todo 50





N 024457371



1 concepto y otorgar recibos; consignar judicialmente; notificarse de sentencias; presentar  
2 liquidaciones, conformarlas y objetarlas; citar de venta, oponer excepciones y probarlas;  
3 proponer, nombrar y requerir el nombramiento de escribanos, tasadores, partidores,  
4 administradores, rematadores, peritos, de toda índole e impugnarlos; solicitar la ejecución  
5 de sentencias de tribunales extranjeros, preparar la vía ejecutiva, intimar de pago, solicitar  
6 nulidad de ejecución, solicitar quiebras y aperturas de quiebras y concursos preventivos,  
7 civiles y comerciales, participar en juntas de acreedores, renunciar a privilegios, aceptar,  
8 observar o desaprobar concordatos, adjudicaciones o cesiones de bienes y otros arreglos o  
9 convenios judiciales o extrajudiciales; designar liquidadores o comisiones de vigilancia,  
10 verificar u observar créditos y su graduación y privilegio; intimar desalojos o desahucios;  
11 comprometer las causas en árbitros o arbitradores; requerir medidas conservatorias y  
12 compulsas de libros; demandar indemnizaciones por daños y perjuicios; oponer e  
13 interrumpir prescripciones, renunciar a prescripciones adquiridas; asistir o comparecer a  
14 audiencias verbales de conciliación; prestar o deferir juramentos, prestar cauciones, exigir  
15 fianzas, cauciones, arraigos y demás garantías; impugnar, homologar y solicitar el  
16 cumplimiento de acuerdos; solicitar intervenciones, tomar posesión de bienes, ratificar,  
17 rectificar, aclarar, confirmar y registrar actos jurídicos o contratos; solicitar testimonios;  
18 reconocer obligaciones anteriores al mandato; recibir una cosa por otra, novar y compensar  
19 obligaciones, aceptar daciones en pago; constituir al mandante en depositario. (3)

20 **TRÁMITES ANTE LOS REGISTROS DE LA PROPIEDAD AUTOMOTOR Y/O**

21 **MUNICIPALES:** Actuar en nombre y representación de la Sociedad ante la Dirección  
22 Nacional de los Registros Nacionales de la Propiedad del Automotor y Créditos Prendarios  
23 (DNRPA), Administración Gubernamental de Ingresos Públicos (AGIP) del Gobierno de la  
24 Ciudad Autónoma de Buenos Aires, direcciones generales de rentas y registros de las  
25 distintas provincias y municipalidades u organismos con similares funciones. Con facultades



N 024457371

para: inscribir y patentar; transferir; dar de baja; consignar títulos, comprobantes, 26  
declaraciones, escrituras públicas y demás documentos que exijan las leyes, decretos y 27  
reglamentaciones vigentes en especial lo estatuido por el art. 42 de la Ley N° 6582/58 28  
ratificado por la Ley N° 14.467, Decreto N° 5120/62, la Ley N° 22.977 y toda otra 29  
normativa que la reemplace o sustituya en el futuro; referidos a: automotores, acoplados y 30  
cualquier otro vehículo de propiedad de la Sociedad. Representar a la Sociedad y entender 31  
en causas que se tramitan contra ella por ante: Dirección Nacional de los Registros 32  
Nacionales de la Propiedad del Automotor y Créditos Prendarios (DNRPA), Administración 33  
Gubernamental de Ingresos Públicos (AGIP) del Gobierno de la Ciudad Autónoma de 34  
Buenos Aires, direcciones generales de rentas de las distintas provincias y municipalidades 35  
u organismos con similares funciones, tribunales, autoridades y entidades públicas 36  
competentes. Presentando declaraciones, escritos, documentos y pruebas de toda clase e 37  
interponiendo recursos de ley, efectuando pagos y consignaciones, aceptando recibos y 38  
prestando conformidad. Las presentes facultades incluyen las necesarias para realizar todos 39  
los actos y gestiones a fin de dar cumplimiento con la transferencia de los automotores, 40  
acoplados y vehículos. **(4) RETIRO DE CORRESPONDENCIA Y OTROS VALORES:** 41  
Retirar de oficinas de correo y/o empresas de telecomunicaciones, reparticiones de la 42  
Secretaría de Comunicaciones y de la Secretaría de Transporte y su continuadora, empresas 43  
privadas y mensajerías: correspondencia y otros valores remitidos a nombre de la Sociedad 44  
en forma epistolar, telegráfica, encomienda, giros postales, valores declarados, etc. El 45  
apoderado queda facultado para sustituir las facultades conferidas por el presente mandato 46  
total o parcialmente o en forma especial a favor de quienes juzgue pertinente, para la mejor 47  
representación y salvaguarda de los intereses de la Sociedad. Luego de una breve 48  
deliberación, los Sres. Directores resuelven por unanimidad aprobar la moción del Sr. 49  
Presidente. Se deja constancia que los Sres. Directores que participan a distancia votan 50

100  
Dirección de  
11.31.4.01  
M...



N 024457372



1 afirmativamente. Finalmente, el Sr. Presidente MOCIONA y por unanimidad se resuelve  
2 autorizar a los Sres. Directores para que, en forma indistinta, cualquiera de ellos, eleve a  
3 escritura pública el otorgamiento de mandato resuelto por este Directorio, con facultades  
4 para firmar toda aquella documentación pública y/o privada que fuera pertinente a tales  
5 efectos. Se deja constancia que los Sres. Directores que participan a distancia votan  
6 afirmativamente. El Sr. Presidente informa a los Sres. Directores que participan a distancia,  
7 que deberán firmar un ejemplar de la presente acta y remitirla por fax o escaneada vía e-  
8 mail a la Sociedad. Toma la palabra el Sr. Carlos Zlotnitzky, miembro de la Comisión  
9 Fiscalizadora, y manifiesta que, atento a la participación de los Sres. Monge, Dotta y  
10 Valdevenitez por medio de video-teleconferencia y conforme lo establecido en el artículo 26  
11 del Estatuto Social, hace constar que las decisiones del presente Directorio fueron tomadas  
12 regularmente, en cumplimiento de dichas disposiciones. No habiendo más asuntos que tratar  
13 se levanta la sesión siendo las 16.45 horas. Siguen firmas ilegibles." LO TRANSCRIPTO es  
14 copia fiel de su original que tengo a la vista y en fotocopia el acta de directorio agrego a la  
15 presente. Y el compareciente expresa: Que dando cumplimiento a lo resuelto en el acta de  
16 directorio precedentemente transcripta: Confiere PODER GENERAL ADMINISTRATIVO  
17 Y JUDICIAL a favor de Federico ZUANICH, titular del Documento Nacional de Identidad  
18 número 16.064.893 para que actuando en nombre y representación de "DISTRIBUIDORA  
19 DE GAS CUYANA SOCIEDAD ANÓNIMA", haga uso de todas y cada una de las  
20 facultades contenidas en la misma y que a esos efectos se dan aquí por reproducidas. Por  
21 último el compareciente expone que el presente poder podrá ser sustituido total o  
22 parcialmente y me solicita expida primera copia de este instrumento para el mandatario.  
23 LEIDA que le fue, se ratificó en su contenido firmando por ante mi doy fe.- **Oswaldo**  
24 **Arturo RECA**. Está mi sello. Ante mí: **JOAQUÍN E. URRESTI**.- **CONCUERDA** con su  
25 escritura matriz que pasó ante mí al folio 6718 del registro 501 a mi cargo. Para **EL**



N 024457372

**MANDATARIO** expido esta **PRIMERA COPIA** en cinco fojas de Actuación Notarial, numeradas correlativamente de la N 024457368 a la presente que sello y firmo en el lugar y fecha de su otorgamiento.

26  
27  
28  
29  
30  
31  
32  
33  
34  
35  
36  
37  
38  
39  
40  
41  
42  
43  
44  
45  
46  
47  
48  
49  
50

COLEGIO DE ESCRIBANOS  
de la CIUDAD de  
BUENOS AIRES



LEGALIZACION

LEY 404



L 015228823



EL COLEGIO DE ESCRIBANOS de la Ciudad de Buenos Aires, Capital Federal de la República Argentina, en virtud de las facultades que le confiere la ley orgánica vigente, LEGALIZA la firma y sello del escribano **JOAQUIN ESTEBAN URRESTI**

obrantes en el documento anexo, presentado en el día de la fecha bajo el N° **190930400452/8**. La presente legalización no juzga sobre el contenido y forma del documento.

Buenos Aires, **lunes 30 de septiembre de 2019**

**ESC. ELISABETH DELIA MANTELLI**  
COLEGIO DE ESCRIBANOS  
LEGALIZADORA



GOBIERNO DE MENDOZA

CNE - CONSEJO NOTARIAL

Terminal Fecha Pago Hora Transaccion  
CNE01032 10/10/2019 10:02 000466867  
Usuario: oespejoc

-888-TASA RETRIB. POR SERVICIOS

Cod.de TASA: 00676  
Mandatos,poder especial e sentimiento

Importe: \$600,00

Control: 41EK5Q 011XDO M  
888006760000006000074

-TICKET VALIDO COMO COMPROBANTE DE PAGO-

COLEGIO NOTARIAL MENDOZA

CNE - CONSEJO NOTARIAL

Terminal Fecha Pago Hora Transaccion  
CNE01032 10/10/2019 10:02 000466868  
Usuario: oespejoc

-858-LEY CONVENIO 6.278/19

Clave ID: 0003177839

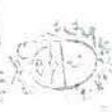
Importe: \$150,00

Control: BDHRFS 011XDO M  
85800000015000-000317783938

ESPEJOS OSCAR  
LEY CONVENIO

ESPEJOS OSCAR  
LEY CONVENIO

PODER JU  
Direccion de Reg. Fideicom.  
C/10 de Mayo 1000  
Mendoza





DRP

Dirección de Registros  
Públicos y Archivo Judicial  
Mendoza Argentina



JICIAL

Archivo Judicial  
- Área Mandatos  
Mendoza

## DRP - Dirección de Registros Públicos

1°, 3° y 4° Circunscripción - Provincia de Mendoza

Inscrito y resguardado en el SIRC. INSCRIPCIÓN DE MANDATOS del Poder GENERAL AMPLIO, con Escritura Nro 50, a los días 03/10/2019, con Nro de Entrada 51052, Mendoza 10/10/2019. Derechos \$ 600 de tasa y \$ 150 de sobretasa.

Firmado Digitalmente

Por: LORENTE MABEL ESTELA

Fecha de Firma: 11/10/2019

Tramite: 32708

Entrada: 51052

LORENTE MABEL ESTELA

## Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

Anexo I: Cuadro Tarifario propuesto

<b>DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.</b>
<b>TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3(1) y SDB ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS</b>

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
<b>Cargo Fijo</b>	R1	669,752093	659,359775	657,824826	
	R2 1°	707,545888	697,153579	695,618621	
	R2 2°	808,686031	797,402950	795,736420	
	R2 3°	913,906589	902,029660	900,275416	
	R3 1°	1.189,199220	1.176,728450	1.174,886506	
	R3 2°	1.378,168203	1.365,697431	1.363,855479	
	R3 3°	1.845,005052	1.830,752745	1.828,647662	
	R3 4°	2.978,818923	2.964,566609	2.962,461527	
	P1-P2	1.687,727289	1.690,933160	1.689,019997	
	P3	6.328,937759	6.332,294698	6.330,291383	
	SDB	24.644,558472	24.645,888570	24.645,094804	
	<b>Cargo por m3 de Consumo</b>	R1	10,578720	10,477202	10,462158
		R2 1°	10,578720	10,477202	10,462158
R2 2°		11,101962	10,990289	10,973740	
R2 3°		11,107315	11,027788	11,009735	
R3 1°		11,572397	11,430269	11,409208	
R3 2°		11,572397	11,430269	11,409208	
R3 3°		11,906281	12,224311	11,434279	
R3 4°		11,906281	12,224311	11,434279	
P1-P2		<i>0 a 1000 m3</i>	9,728139	9,743564	9,734343
		<i>1001 a 9000 m3</i>	9,539524	9,557615	9,546831
		<i>más de 9000 m3</i>	9,350933	9,364407	9,356375
P3		<i>0 a 1000 m3</i>	10,080659	10,101481	10,089033
		<i>1001 a 9000 m3</i>	9,826030	9,845567	9,833921
		<i>más de 9000 m3</i>	9,571430	9,589621	9,578778
SDB(2)		1,517478	1,526934	1,521297	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,173551	0,173551	0,173551
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	2,49%	2,49%	2,49%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	1,328694	1,328694	1,328694
	P1-P2-P3	0,930086	0,930086	0,930086
	SDB	0,620057	0,620057	0,620057

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

- (1) Usuarios Servicio General P servicio completo según Decreto 892/2020 y usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que optaron por servicio  
 (2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido

Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS (1) P3(2), G, GNC, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	P3	38.206,213349	38.208,311435	38.207,059363	
	G	54.286,567204	54.289,497120	54.287,748624	
	GNC INTERRUMPIBLE	35.177,536255	35.180,517947	35.178,738566	
	GNC FIRME	35.177,536255	35.180,517947	35.178,738566	
	ID	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	FD	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	IT	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	FT	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	2,008552	2,029373	2,016926
		1001 a 9000 m3	1,753922	1,773460	1,761813
		más de 9000 m3	1,499322	1,517513	1,506670
	G	0 a 5000 m3	1,342629	1,366158	1,352139
		más de 5000 m3	1,080899	1,103081	1,089813
	GNC INTERRUMPIBLE		1,181644	1,203027	1,190235
	GNC FIRME		0,682989	0,704367	0,691580
	ID		1,256455	1,276862	1,264614
	FD		0,725552	0,745908	0,733763
	IT		0,981620	1,000523	0,989242
	FT		0,450713	0,469675	0,458339
Cargo por Reserva (m3/día)(3)	G		34,926514	35,105854	34,998808
	GNC FIRME		15,168174	15,168174	15,168174
	FD		25,422633	25,553579	25,475433
	FT		22,673937	22,790969	22,721152

COSTO DE TRANSPORTE(4)	EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana 0,465043	100%	100%	100%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad. Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que no optaron por servicio completo.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

Nota: En caso de que la Distribuidora sea informada de devoluciones de gas retenido por parte de una transportista, deberá mensualmente notificar fehacientemente a sus Clientes unbundeados el volumen de gas en concepto de dicha devolución que les corresponde a cada uno, ponderando la devolución de gas retenido en relación con el volumen de gas transportado por la misma de y cada uno de los clientes citados (conforme Informe Técnico N° IF-2021-33291729-APN-GT#ENARGAS obrante en el N° Expediente EX-2021-33013152- -APN-GT#ENARGAS).

Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	EBP1-EBP2	1.690,933160	1.689,019997	
	EBP3	6.332,294698	6.330,291383	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,529656	6,520434
		1001 a 9000 m3	6,343706	6,332923
		más de 9000 m3	6,150499	6,142467
	EBP3	0 a 1000 m3	6,887572	6,875125
		1001 a 9000 m3	6,631659	6,620012
		más de 9000 m3	6,375712	6,364869

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,095453	0,095453
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,930086	0,930086

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%

Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

**TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS**

Aplicables a departamentos alcanzados por el Régimen de Zona Fría según Ley 27.637

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Cargo Fijo	EBP1	669,752093	659,359775	657,824826
	EBP2 1°	707,545888	697,153579	695,618621
	EBP2 2°	808,686031	797,402950	795,736420
	EBP2 3°	913,906589	902,029660	900,275416
	EBP3 1°	1.189,199220	1.176,728450	1.174,886506
	EBP3 2°	1.378,168203	1.365,697431	1.363,855479
	EBP3 3°	1.845,005052	1.830,752745	1.828,647662
Cargo por m3 de Consumo	EBP3 4°	2.978,818923	2.964,566609	2.962,461527
	EBP1	9,864518	9,763000	9,747956
	EBP2 1°	9,864518	9,763000	9,747956
	EBP2 2°	10,387760	10,276087	10,259538
	EBP2 3°	10,393113	10,313586	10,295533
	EBP3 1°	10,858195	10,716067	10,695006
	EBP3 2°	10,858195	10,716067	10,695006
EBP3 3°	11,192079	11,510109	10,720077	
EBP3 4°	11,192079	11,510109	10,720077	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,156196	0,156196	0,156196
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	1,328694	1,328694	1,328694

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

## Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

### CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	15,943802	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	17,853524
	1001 a 9.000 m3	17,700421
	más de 9.000 m3	17,547255
P3	0 a 1.000 m3	18,036125
	1001 a 9.000 m3	17,864167
	más de 9.000 m3	17,692138
GNC INTERRUMPIBLE	8,150116	
GNC FIRME	7,651461	

### CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	15,168174

### CARGO FIJO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	2,978,818923
P1 y P2	2,978,818923
P3	2,978,818923
GNC INTERRUMPIBLE	35,177,536255
GNC FIRME	35,177,536255

### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
R1, R2, R3	3,862600	0,000000	3,862600	8,645638	4,984,0	11,155,6
P1 y P2	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9,968,0	11,155,6
P3	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9,968,0	11,155,6
GNC INTERRUMPIBLE	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-
GNC FIRME	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-

# Anexo I - Cuyana Cuadro Tarifario propuesto

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES SEGÜN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	15,557542

## CARGO FIJO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	2.978,818923

## Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de	Diferencias diarias	Precio final incluido en los	Costo de transporte (\$/m3	Precio de compra reconocido	Costo de transporte
EBP1, EBP2, EBP3	3,476340	0,000000	3,476340	8,645636	4,485,6	11,155,7

## Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

Anexo II: Cuadro Tarifario alternativo

<b>DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.</b>
<b>TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3(1) y SDB ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS</b>

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
<b>Cargo Fijo</b>	R1	577,998505	569,029896	567,705230	
	R2 1°	610,614688	601,646087	600,321413	
	R2 2°	697,899001	688,161661	686,723439	
	R2 3°	788,704727	778,454894	776,940975	
	R3 1°	1.026,283274	1.015,520954	1.013,931350	
	R3 2°	1.189,364197	1.178,601875	1.177,012264	
	R3 3°	1.592,246105	1.579,946312	1.578,129617	
	R3 4°	2.570,731621	2.558,431821	2.556,615128	
	P1-P2	1.456,514820	1.459,281499	1.457,630432	
	P3	5.461,896423	5.464,793474	5.463,064606	
	SDB	21.268,344055	21.269,491935	21.268,806911	
	<b>Cargo por m3 de Consumo</b>	R1	11,130628	11,002532	10,983550
		R2 1°	11,130628	11,002532	10,983550
R2 2°		11,790864	11,649953	11,629072	
R2 3°		11,797618	11,697270	11,674491	
R3 1°		12,384467	12,205127	12,178552	
R3 2°		12,384467	12,205127	12,178552	
R3 3°		12,805766	13,207062	12,210187	
R3 4°		12,805766	13,207062	12,210187	
P1-P2		0 a 1000 m3	10,161714	10,181178	10,169542
		1001 a 9000 m3	9,923717	9,946544	9,932937
		más de 9000 m3	9,685749	9,702752	9,692617
P3		0 a 1000 m3	10,606530	10,632803	10,617096
		1001 a 9000 m3	10,285234	10,309887	10,295191
		más de 9000 m3	9,963976	9,986929	9,973248
SDB(2)		1,752438	1,764368	1,757256	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,173551	0,173551	0,173551
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	2,49%	2,49%	2,49%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	1,328694	1,328694	1,328694
	P1-P2-P3	0,930086	0,930086	0,930086
	SDB	0,620057	0,620057	0,620057

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

(1) Usuarios Servicio General P servicio completo según Decreto 892/2020 y usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que optaron por servicio  
 (2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido

Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS (1) P3(2), G, GNC, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	P3	32.972,101792	32.973,912447	32.972,831905	
	G	54.286,567204	54.289,497120	54.287,748624	
	GNC INTERRUMPIBLE	35.177,536255	35.180,517947	35.178,738566	
	GNC FIRME	35.177,536255	35.180,517947	35.178,738566	
	ID	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	FD	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	IT	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
	FT	108.025,939067	108.029,015291	108.027,179518	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	2,534422	2,560696	2,544989
		1001 a 9000 m3	2,213127	2,237780	2,223084
		más de 9000 m3	1,891868	1,914822	1,901141
	G	0 a 5000 m3	1,342629	1,366158	1,352139
		más de 5000 m3	1,080899	1,103081	1,089813
	GNC INTERRUMPIBLE	1,181644	1,203027	1,190235	
	GNC FIRME	0,682989	0,704367	0,691580	
	ID	1,256455	1,276862	1,264614	
	FD	0,725552	0,745908	0,733763	
	IT	0,981620	1,000523	0,989242	
	FT	0,450713	0,469675	0,458339	
Cargo por Reserva (m3/día)(3)	G	34,926514	35,105854	34,998808	
	GNC FIRME	15,168174	15,168174	15,168174	
	FD	25,422633	25,553579	25,475433	
	FT	22,673937	22,790969	22,721152	

COSTO DE TRANSPORTE(4)	EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana 0,465043	100%	100%	100%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad. Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que no optaron por servicio completo.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

Nota: En caso de que la Distribuidora sea informada de devoluciones de gas retenido por parte de una transportista, deberá mensualmente notificar fehacientemente a sus Clientes unbundeados el volumen de gas en concepto de dicha devolución que les corresponde a cada uno, ponderando la devolución de gas retenido en relación con el volumen de gas transportado por la misma de y cada uno de los clientes citados (conforme Informe Técnico N° IF-2021-33291729-APN-GT#ENARGAS obrante en el N° Expediente EX-2021-33013152- -APN-GT#ENARGAS).

Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

**TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS**

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	EBP1-EBP2	1.459,281499	1.457,630432	
	EBP3	5.464,793474	5.463,064606	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	6,967270	6,955634
		1001 a 9000 m3	6,732635	6,719029
		más de 9000 m3	6,488844	6,478708
	EBP3	0 a 1000 m3	7,418895	7,403188
		1001 a 9000 m3	7,095979	7,081283
		más de 9000 m3	6,773021	6,759340

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,095453	0,095453
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,930086	0,930086

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%

Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

**TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS**

Aplicables a departamentos alcanzados por el Régimen de Zona Fría según Ley 27.637

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Cargo Fijo	EBP1	577,998505	569,029896	567,705230
	EBP2 1°	610,614688	601,646087	600,321413
	EBP2 2°	697,899001	688,161661	686,723439
	EBP2 3°	788,704727	778,454894	776,940975
	EBP3 1°	1.026,283274	1.015,520954	1.013,931350
	EBP3 2°	1.189,364197	1.178,601875	1.177,012264
	EBP3 3°	1.592,246105	1.579,946312	1.578,129617
	EBP3 4°	2.570,731621	2.558,431821	2.556,615128
Cargo por m3 de Consumo	EBP1	10,416426	10,288330	10,269348
	EBP2 1°	10,416426	10,288330	10,269348
	EBP2 2°	11,076662	10,935751	10,914870
	EBP2 3°	11,083416	10,983068	10,960289
	EBP3 1°	11,670265	11,490925	11,464350
	EBP3 2°	11,670265	11,490925	11,464350
	EBP3 3°	12,091564	12,492860	11,495985
	EBP3 4°	12,091564	12,492860	11,495985

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,156196	0,156196	0,156196
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	1,328694	1,328694	1,328694

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

## Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

### CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	16,843287	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	18,241715
	1001 a 9.000 m3	18,048527
	más de 9.000 m3	17,855260
P3	0 a 1.000 m3	18,472124
	1001 a 9.000 m3	18,255145
	más de 9.000 m3	18,038076
GNC INTERRUMPIBLE	8,150116	
GNC FIRME	7,651461	

### CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	15,168174

### CARGO FIJO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	2.570,731621
P1 y P2	2.570,731621
P3	2.570,731621
GNC INTERRUMPIBLE	35.177,536255
GNC FIRME	35.177,536255

### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
R1, R2, R3	3,862600	0,000000	3,862600	8,645638	4,984,0	11.155,6
P1 y P2	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9,968,0	11.155,6
P3	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9,968,0	11.155,6
GNC INTERRUMPIBLE	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-
GNC FIRME	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-

## Anexo II - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES SEGÜN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO</b>
--------------------------------

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	16,457027

<b>CARGO FIJO</b>
-------------------

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	2.570,731621

<b>Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)</b>
--

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de	Diferencias diarias	Precio final incluido en los	Costo de transporte (\$/m3	Precio de compra reconocido	Costo de transporte
EBP1, EBP2, EBP3	3,476340	0,000000	3,476340	8,645636	4,485,6	11,155,7

## Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

Anexo III: Cuadro Tarifario alternativo

<b>DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.</b>
<b>TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3(1) y SDB ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS</b>

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	R1	597,571557	588,299239	586,929716	
	R2 1°	631,292238	622,019929	620,650397	
	R2 2°	721,532303	711,465222	709,978298	
	R2 3°	815,413029	804,816101	803,250915	
	R3 1°	1.061,036817	1.049,910047	1.048,266613	
	R3 2°	1.229,640231	1.218,513459	1.216,870018	
	R3 3°	1.646,165130	1.633,448823	1.631,570608	
	R3 4°	2.657,785589	2.645,069275	2.643,191062	
	P1-P2	1.505,837509	1.508,697876	1.506,990899	
	P3	5.646,855347	5.649,850503	5.648,063089	
	SDB	21.988,564606	21.989,751357	21.989,043136	
	Cargo por m3 de Consumo	R1	11,220702	11,088268	11,068643
		R2 1°	11,220702	11,088268	11,068643
R2 2°		11,903296	11,757613	11,736025	
R2 3°		11,910279	11,806532	11,782982	
R3 1°		12,517000	12,331587	12,304112	
R3 2°		12,517000	12,331587	12,304112	
R3 3°		12,952566	13,367451	12,336818	
R3 4°		12,952566	13,367451	12,336818	
P1-P2		0 a 1000 m3	10,232475	10,252598	10,240568
		1001 a 9000 m3	9,986419	10,010019	9,995952
		más de 9000 m3	9,740393	9,757971	9,747493
P3		0 a 1000 m3	10,692354	10,719517	10,703279
		1001 a 9000 m3	10,360179	10,385666	10,370473
		más de 9000 m3	10,028041	10,051772	10,037627
SDB(2)		1,790784	1,803119	1,795766	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	6,968472	6,968472	6,968472
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES-P1-P2-P3	0,173551	0,173551	0,173551
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	2,49%	2,49%	2,49%
Costo de Transporte (\$/m3)	RESIDENCIALES	1,328694	1,328694	1,328694
	P1-P2-P3	0,930086	0,930086	0,930086
	SDB	0,620057	0,620057	0,620057

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

- (1) Usuarios Servicio General P servicio completo según Decreto 892/2020 y usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que optaron por servicio  
 (2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido

Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS (1) P3(2), G, GNC, FD, FT, ID e IT ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	P3	34.088,652532	34.090,524503	34.089,407369	
	G	41.228,558636	41.230,783794	41.229,455879	
	GNC INTERRUMPIBLE	22.085,214282	22.087,086253	22.085,969119	
	GNC FIRME	22.085,214282	22.087,086253	22.085,969119	
	ID	103.919,288394	103.922,247674	103.920,481689	
	FD	103.919,288394	103.922,247674	103.920,481689	
	IT	103.919,288394	103.922,247674	103.920,481689	
	FT	103.919,288394	103.922,247674	103.920,481689	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	2,620247	2,647410	2,631171
		1001 a 9000 m3	2,288071	2,313559	2,298365
		más de 9000 m3	1,955934	1,979665	1,965520
	G	0 a 5000 m3	1,019675	1,037545	1,026897
		más de 5000 m3	0,820902	0,837748	0,827671
	GNC INTERRUMPIBLE		0,741862	0,755286	0,747255
	GNC FIRME		0,428795	0,442216	0,434189
	ID		1,208691	1,228322	1,216540
	FD		0,697970	0,717552	0,705868
	IT		0,944303	0,962488	0,951636
	FT		0,433579	0,451820	0,440915
Cargo por Reserva (m3/día)(3)	G		26,525344	26,661545	26,580248
	GNC FIRME		9,522906	9,522906	9,522906
	FD		24,456182	24,582149	24,506974
	FT		21,811978	21,924561	21,857398

COSTO DE TRANSPORTE(4)	EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana 0,465043	100%	100%	100%

(1) Los usuarios pueden elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que contraten los siguientes mínimos, sujeto a la disponibilidad del servicio: G, 1.000 m3/día; FD-FT (conectados a redes de distribución), 10.000m3/día e ID-IT (conectados a gasoductos troncales), 3.000.000 m3/año.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad. Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

(2) Usuarios alcanzados por la Res. SE N° 375/2021 que no optaron por servicio completo.

(3) Cargo mensual por m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(4) Para los usuarios P3 se debe considerar un Factor de Carga de 0,5.

Nota: En caso de que la Distribuidora sea informada de devoluciones de gas retenido por parte de una transportista, deberá mensualmente notificar fehacientemente a sus Clientes unbundeados el volumen de gas en concepto de dicha devolución que les corresponde a cada uno, ponderando la devolución de gas retenido en relación con el volumen de gas transportado por la misma de y cada uno de los clientes citados (conforme Informe Técnico N° IF-2021-33291729-APN-GT#ENARGAS obrante en el N° Expediente EX-2021-33013152- -APN-GT#ENARGAS).

Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**

**TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS**

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo	EBP1-EBP2	1.508,697876	1.506,990899	
	EBP3	5.649,850503	5.648,063089	
Cargo por m3 de Consumo	EBP1-EBP2	0 a 1000 m3	7,038690	7,026660
		1001 a 9000 m3	6,796110	6,782043
		más de 9000 m3	6,544063	6,533584
	EBP3	0 a 1000 m3	7,505609	7,489370
		1001 a 9000 m3	7,171758	7,156564
		más de 9000 m3	6,837864	6,823719

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	3,832660	3,832660
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,095453	0,095453
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,930086	0,930086

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%

Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES SEGUN RÉGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

Aplicables a departamentos alcanzados por el Régimen de Zona Fría según Ley 27.637

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Cargo Fijo	EBP1	597,571557	588,299239	586,929716
	EBP2 1°	631,292238	622,019929	620,650397
	EBP2 2°	721,532303	711,465222	709,978298
	EBP2 3°	815,413029	804,816101	803,250915
	EBP3 1°	1.061,036817	1.049,910047	1.048,266613
	EBP3 2°	1.229,640231	1.218,513459	1.216,870018
	EBP3 3°	1.646,165130	1.633,448823	1.631,570608
Cargo por m3 de Consumo	EBP3 4°	2.657,785589	2.645,069275	2.643,191062
	EBP1	10,506500	10,374066	10,354441
	EBP2 1°	10,506500	10,374066	10,354441
	EBP2 2°	11,189094	11,043411	11,021823
	EBP2 3°	11,196077	11,092330	11,068780
	EBP3 1°	11,802798	11,617385	11,589910
	EBP3 2°	11,802798	11,617385	11,589910
EBP3 3°	12,238364	12,653249	11,622616	
EBP3 4°	12,238364	12,653249	11,622616	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,000000	0,000000	0,000000
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	6,271625	6,271625	6,271625
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	0,156196	0,156196	0,156196
Costo de Transporte (\$/m3)	EBP1-EBP2-EBP3	1,328694	1,328694	1,328694

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0%	0%	0%
	NEUQUINA	100%	100%	100%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,465043	100%	100%

## Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES A USUARIOS - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

### CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	16,990087	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	18,305069
	1001 a 9.000 m3	18,105340
	más de 9.000 m3	17,905527
P3	0 a 1.000 m3	18,543280
	1001 a 9.000 m3	18,318954
	más de 9.000 m3	18,094534
GNC INTERRUMPIBLE	7,710334	
GNC FIRME	7,397267	

### CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	9,522906

### CARGO FIJO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	2.657.785589
P1 y P2	2.657.785589
P3	2.657.785589
GNC INTERRUMPIBLE	22.085.214282
GNC FIRME	22.085.214282

### Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m3 de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
R1, R2, R3	3,862600	0,000000	3,862600	8,645638	4.984,0	11.155,6
P1 y P2	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9.968,0	11.155,6
P3	7,725200	0,000000	7,725200	8,645638	9.968,0	11.155,6
GNC INTERRUMPIBLE	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-
GNC FIRME	6,968472	0,000000	6,968472	0,000000	-	-

## Anexo III - Cuyana Cuadro Tarifario alternativo

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA
TARIFAS FINALES SEGÜN REGIMEN DE ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO (EBP) DISPUESTAS POR LA LEY N° 27.218 - SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS PROPANO/BUTANO INDILUIDO DISTRIBUIDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

<b>CARGO POR M3 DE CONSUMO</b>
--------------------------------

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	16,603827

<b>CARGO FIJO</b>
-------------------

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	2.657,785589

<b>Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m3 consumido (en \$/m3)</b>
--

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m3 de	Diferencias diarias	Precio final incluido en los	Costo de transporte (\$/m3	Precio de compra reconocido	Costo de transporte
EBP1, EBP2, EBP3	3,476340	0,000000	3,476340	8,645636	4,485,6	11,155,7

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**Importes máximos de Tasas y Cargos autorizados a cobrar**

<b>Tasas a Pagar por Sujetos de la Industria</b>		
1	EXÁMEN INSTALADOR. Validar la aptitud para extender una matrícula de instalador	\$ 1.330
2	MATRICULA INSTALADOR 1RA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 752
3	MATRICULA INSTALADOR 2DA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 752
4	MATRICULA INSTALADOR 3RA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 752
5	REPOSICION CARNET INSTALADOR. Reponer carnet a instaladores por reposición o extravío	\$ 752
6	MATRÍCULAS DE EMPRESAS CONSTRUCTORAS DE OBRAS POR TERCEROS. Extender matrícula a empresas que realizan obras de gas en vía pública, para terceros.	\$ 17.036
7	RENOVACIÓN DE MATRICULA DE OBRAS POR 3º FUERA DE TERMINO. Gestionar renovación de matrícula a las empresas del ítem 6, vencida su vigencia	\$ 21.043
<b>Cargos a pagar por Clientes y Usuarios del Sistema</b>		
8	COPIA DE PLANO. Entregar copia de planos existentes en archivo, al sujeto que lo solicita	\$ 329
9	ROTURA Y REPARACIÓN DE VEREDAS DEL SERVICIO (Baja/Media Presión), para instalar una nueva tubería de servicio; también aplicable a la anulación o activación del servicio de gas, por causa imputable al usuario	\$ 12.836
10	GESTIÓN Y ENVÍO DE AVISO DE DEUDA COMÚN BAJO FIRMA: Comprende la gestión y el envío de un "Aviso de Deuda" a /os clientes morosos mediante un procedimiento que garantice su recepción bajo firma. El Cargo "Gestión y envío de Aviso de Deuda común bajo firma", sólo podrá ser percibido cuando: - El "Aviso de Deuda común bajo firma" fue entregado en forma fehaciente: si el receptor firmó el acuse de recibo y dejó asentado en el mismo su firma, número de documento de identidad y fecha de recepción. -El "Aviso de Deuda común bajo firma" fue entregado bajo puerta: si el usuario se negara a firmar el acuse de recibo o la notificación no puede ser entregada por ausencia en el domicilio, para lo cual/a Distribuidora deberá acreditar haber concurrido al menos dos veces al domicilio en distintas fechas, detallando día y hora de concurrencia en la planilla habilitada al efecto, y registrando al menos tres características de la fachada. Si el Aviso de Deuda fue entregado bajo puerta, en forma previa al corte, se deberá proceder a la notificación del aviso de deuda mediante carta documento o telegrama. Para aquellos usuarios que abonen la deuda entre la fecha de emisión de los Avisos de Deuda y el día hábil anterior a la fecha de notificación del Aviso, no corresponderá el cobro del Cargo "Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma". Aquellos usuarios que abonen la deuda el mismo día de la notificación del Aviso, deberán pagar el Cargo "Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma".	\$ 329
11	NOTIFICACIÓN FEHACIENTE DE AVISO DE DEUDA (CARTA DOCUMENTO O TELEGRAMA). Comprende las tareas necesarias para el envío de la notificación al cliente mediante telegrama o carta documento de su estado de deuda. Solamente podrá percibirse el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama", si realizadas las gestiones previas de notificación del "Aviso de Deuda Común bajo firma", éste no pudo ser entregado ante ausencias reiteradas en el domicilio o si hay negativa a firmar el acuse de recibo. En estos casos, la Distribuidora deberá acreditar que ha concurrido al menos dos veces al domicilio en distintas fechas, detallando día y hora de concurrencia en la planilla habilitada al efecto, y registrando al menos tres características de la fachada del domicilio. También podrá percibirse el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama", si el cliente que hubiese optado expresamente por recibir notificaciones de deuda por vía electrónica, no pagó la deuda intimada previamente por esta vía y se procedió a notificar la deuda por carta documento o telegrama. Para aquellos usuarios que abonen la deuda entre la fecha de emisión del Telegrama o Carta Documento y el día hábil anterior a la fecha de notificación del mismo, no corresponderá el cobro del Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante Carta Documento o Telegrama". Aquellos usuarios que abonen la deuda el mismo día de la notificación, deberán abonar el Cargo "Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante Carta Documento o Telegrama"	\$ 1.133
12	ZANJEO Y TAPADA (Baja/Media Presión). Comprende las tareas tendientes a la ejecución de los trabajos de apertura de zanja y posterior relleno y compactación hasta la condición original, para la instalación de una nueva tubería de servicio externa y/o perforación o soldadura de tubería de servicio externa, ya sea perteneciente a un nuevo usuario, como así también a un cliente que haya solicitado el cambio de ubicación de una línea existente, en la vía pública y hasta el límite municipal. Podrá aplicarse este cargo, en ocasiones de anulación del servicio por causa imputable al usuario, toda vez que esta tarea se encuentre involucrada.	\$ 6.092
13	CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario < o = a 10 m3/h- (Baja/Media Presión). Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un cliente al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad de hasta 10 m3/h. Podrá adicionarse al cobro de este cargo, el cobro de otras tasas que involucren tareas que queden comprendidas, a saber: zanjeo y tapada, rotura y reparación de veredas, servicio completo y soldadura y/o perforación del servicio.	\$ 2.334
14	CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario > o = a 10 m3/h- (Baja/Media Presión). Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio mediante la reapertura de la llave de paso al medidor de un cliente al que previamente se le interrumpió el suministro mediante el cierre de dicha llave, por una causa imputable a éste, cuya instalación sea abastecida por un medidor de una capacidad mayor a 10m3/h. Podrá adicionarse al cobro de este cargo, el cobro de otras tasas que involucren tareas que queden comprendidas, a saber: zanjeo y tapada, rotura y reparación de veredas, servicio completo y soldadura y/o perforación del servicio	\$ 4.339

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**Importes máximos de Tasas y Cargos autorizados a cobrar**

15	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEO Y TAPADA (menor o igual a 1") Y SIN REPARACION DE VEREDA (Baja/Media Presión). Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de distribución de baja o media presión, cualquiera sea el material a utilizar, hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive, excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros hasta 1". Debe considerarse que el cobro de este concepto, inhabilita el cobro del cargo por soldadura y/o perforación del servicio.	\$ 8.547
16	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEO Y TAPADA (mayor a 1") Y SIN REPARACION DE VEREDA (Baja/Media Presión), no unifamiliar. Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de distribución de baja o media presión, cualquiera sea el material a utilizar, hasta la válvula del gabinete de regulación y medición inclusive, excluida la apertura y la tapada de la zanja, en diámetros mayores a 1". Debe considerarse que el cobro de este concepto, inhabilita el cobro del cargo por soldadura y/o perforación del servicio.	\$ 27.157
17	SOLDADURA Y/O PERFORACION DE LA TUBERÍA DE SERVICIO EXTERNA, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja/Media Presión). Comprende la mano de obra y la provisión de los materiales para la instalación y la habilitación de todos los elementos necesarios para el abastecimiento de gas al cliente desde la red de baja o media presión (posea ésta o no el "te" de derivación, cualquiera sea el material a utilizar), con el objeto de realizar la conexión entre la red de distribución y la tubería de servicio externa, previamente instalada, y para cualquier diámetro.	\$ 6.613
18	COLOCACION MEDIDOR (MED<=10M3/H). Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del futuro cliente, el sistema de medición de capacidad hasta 10m3/h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	\$ 2.334
19	COLOCACION MEDIDOR (MED>10M3/H). Consiste en la tarea necesaria para instalar a requerimiento del futuro cliente, el sistema de medición de capacidad mayor a 10m3/h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	\$ 8.687
20	REPOSICIÓN MEDIDOR EXTRAVIADO SIN COLOCACION (Baja/Media Presión). Comprende la provisión de un medidor en reemplazo de otro instalado con anterioridad de la misma capacidad, ante la eventualidad del extravío del mismo, por causa imputable al usuario exclusivamente.	\$ 5.006
21	CARGO POR RECONEXIÓN EN ALTA PRESIÓN-Reapertura de llave por causa imputable al usuario. Consiste en el reconocimiento de la totalidad de los gastos operativos, para la restitución del servicio a un cliente que se abastece de una línea de alta presión al que previamente se le interrumpió el suministro, por una causa imputable a éste.	\$ 44.766
22	CONEXIÓN Y HABILITACIÓN DE LA TUBERÍA DE SERVICIO EXTERNA EN ALTA PRESIÓN. Comprende la mano de obra y el resto de las tareas que demanden al Prestador, conectar y habilitar /as cañerías y demás construcciones que, pertenecientes a la tubería de servicio externa, se materialicen sobre la vía pública por una empresa habilitada y contratada a cargo del futuro usuario, para suministrar gas desde la red de Distribución de Alta Presión a /as instalaciones del Cliente.	\$ 36.746

**Anexo V: Detalle de perjuicio acumulado por transporte de GLP desde abril 2019 a diciembre 2022 por diferencia de aumento entre costo real de transporte de GLP y el costo incluido en los cuadros tarifarios congelados**

	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021		
Cantidades compradas por ruta en ton	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Portón - Malargüe x Neuquén	64	1.003	583	292	201	66	0	155	265	150	45	0	199	782	783	426	585	94	318	159	0	0	0	0	67	0	
Luján - Malargüe	405	372	711	976	1.160	821	715	305	44	110	239	304	286	821	525	832	129	0	42	304	0	43	205	84	0	112	387
Puerto Galván - Malargüe	541	901	1.613	1.517	1.198	928	792	203	182	227	202	228	273	797	1.475	1.488	1.724	1.803	882	503	453	252	547	750	1.163	1.826	
<b>Total</b>	<b>1.011</b>	<b>2.275</b>	<b>2.906</b>	<b>2.784</b>	<b>2.559</b>	<b>1.815</b>	<b>1.508</b>	<b>663</b>	<b>490</b>	<b>487</b>	<b>486</b>	<b>552</b>	<b>759</b>	<b>1.624</b>	<b>2.784</b>	<b>2.746</b>	<b>2.437</b>	<b>1.897</b>	<b>1.241</b>	<b>662</b>	<b>457</b>	<b>631</b>	<b>750</b>	<b>1.342</b>	<b>2.212</b>		
Costo real por ruta en \$ton (1)	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Portón - Malargüe x Neuquén	4.952,58	5.277,96	5.277,96	5.569,30	5.569,30	5.662,31	6.624,42	6.713,19	6.713,19	7.159,62	7.159,62	7.188,00	7.188,00	7.188,00	7.188,00	7.246,23	7.433,18	7.510,49	8.283,31	8.348,75						10.561,97	
Luján - Malargüe	1.603,10	1.708,43	1.708,43	1.802,73	1.802,73	1.832,84	2.018,32	2.144,27	2.173,00	2.173,00	2.317,50	2.326,69	2.326,69	2.326,69	2.326,69	2.345,54	2.406,05	2.661,23	2.661,23	2.702,42	2.792,68	3.157,68	3.418,82	3.418,82	3.418,82	3.418,82	3.513,52
Puerto Galván - Malargüe	4.817,20	4.938,64	5.039,52	5.114,71	5.327,59	5.560,09	5.822,34	5.963,55	6.184,98	6.349,60	6.518,32	6.646,73	6.706,14	6.797,56	6.860,40	6.912,47	7.128,20	6.820,17	7.180,24	7.588,77	7.895,12	8.352,67	8.860,65	9.447,48	9.890,35	10.334,81	
<b>Promedio ponderado</b>	<b>3.537,31</b>	<b>4.559,98</b>	<b>4.272,54</b>	<b>4.001,72</b>	<b>3.749,07</b>	<b>3.878,20</b>	<b>4.017,57</b>	<b>4.360,14</b>	<b>6.106,13</b>	<b>5.522,48</b>	<b>4.510,72</b>	<b>4.112,99</b>	<b>5.181,56</b>	<b>6.858,54</b>	<b>6.087,34</b>	<b>5.579,84</b>	<b>6.952,21</b>	<b>6.854,29</b>	<b>7.311,28</b>	<b>7.771,36</b>	<b>7.446,74</b>	<b>5.853,23</b>	<b>8.101,52</b>	<b>9.447,48</b>	<b>9.383,45</b>	<b>9.143,11</b>	
Costo reconocido en tarifa \$ton	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Portón - Malargüe x Neuquén	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10
Luján - Malargüe	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10
Puerto Galván - Malargüe	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10	3.470,10
Costo reconocido en tarifa \$ton (considerando aumento costo real de transporte)	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Portón - Malargüe x Neuquén	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,87	4.440,97	4.573,95	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Luján - Malargüe	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,87	4.440,97	4.573,95	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Puerto Galván - Malargüe	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,87	4.440,97	4.573,95	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Déficit por ruta en \$ (+) pérdida	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Portón - Malargüe x Neuquén	0	87.703	93.314	62.529	73.814	35.544	0	128.078	257.001	166.066	55.229	0	271.024	1.115.138	1.152.541	642.569	973.256	135.252	540.779	317.624	0	0	0	0	244.703	0	
Luján - Malargüe	0	32.545	113.844	209.077	426.375	439.346	517.931	252.125	42.311	120.984	293.020	426.516	389.133	65.778	772.825	1.256.326	214.052	0	71.051	0	94.851	523.213	244.464	0	409.629	1.536.276	
Puerto Galván - Malargüe	0	78.793	258.269	325.016	440.607	496.590	573.741	167.566	178.738	250.865	247.239	300.695	371.988	1.136.451	2.171.558	2.245.620	2.889.410	2.601.251	1.500.985	1.004.403	1.003.634	640.671	1.582.088	2.500.045	4.251.096	7.257.366	
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>199.042</b>	<b>465.427</b>	<b>596.622</b>	<b>940.796</b>	<b>971.481</b>	<b>1.091.673</b>	<b>547.769</b>	<b>476.050</b>	<b>537.915</b>	<b>595.488</b>	<b>727.210</b>	<b>1.032.146</b>	<b>2.317.368</b>	<b>4.096.924</b>	<b>4.144.514</b>	<b>4.056.718</b>	<b>2.736.503</b>	<b>2.112.815</b>	<b>1.322.027</b>	<b>1.098.485</b>	<b>1.163.884</b>	<b>1.836.552</b>	<b>2.500.045</b>	<b>4.905.428</b>	<b>8.793.642</b>	

(1) las empresas transportistas de cargas de GLP actualizan mensualmente el precio del flete mediante aplicación directa del índice de Costo de Transporte de Cargas de la Federación Argentina de Entidades Empresariales del Autotransporte de Cargas (ICT-FADEEAC).

Anexo V: Detalle de perjuicio acumulado

	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2021	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022	2022
Cantidades compradas por ruta en ton	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	
El Portón - Malargüe x Neuquén	181	68	0	0	0	0	29	24	31	45	70	117	144	150	151	102	72	40	29	
Luján - Malargüe	516	308	321	282	362	283	57	47	63	90	139	234	288	300	301	205	144	79	58	
Puerto Galván - Malargüe	1.938	2.462	2.652	1.662	1.013	405	487	402	532	765	1.184	1.989	2.449	2.550	2.560	1.742	1.223	674	489	
<b>Total</b>	<b>2.634</b>	<b>2.839</b>	<b>2.973</b>	<b>1.944</b>	<b>1.375</b>	<b>688</b>	<b>572</b>	<b>473</b>	<b>626</b>	<b>899</b>	<b>1.393</b>	<b>2.340</b>	<b>2.882</b>	<b>3.000</b>	<b>3.011</b>	<b>2.950</b>	<b>1.439</b>	<b>792</b>	<b>576</b>	
Costo real por ruta en \$/ton (1)	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	
El Portón - Malargüe x Neuquén	10.854,64	11.906,35				0,00	14.500,49	15.015,38	15.548,55	16.100,65	16.672,36	17.264,37	17.877,40	18.512,20	19.169,54	19.950,22	20.555,07	21.284,95	22.040,74	
Luján - Malargüe	3.513,62	3.853,98	3.653,98	3.853,98	3.876,72	4.406,66	4.693,68	4.860,34	5.032,93	5.211,64	5.396,69	5.589,32	5.796,76	5.992,23	6.205,01	6.425,34	6.653,49	6.889,75	7.134,39	
Puerto Galván - Malargüe	10.498,41	10.701,62	11.216,80	11.395,17	11.614,29	11.794,65	13.316,36	13.799,20	14.278,83	14.785,85	15.310,87	15.854,54	16.417,51	17.000,47	17.604,13	18.229,22	18.876,51	19.546,79	20.240,86	
Promedio ponderado	9.154,18	9.987,06	10.421,36	10.301,01	9.578,01	8.751,45	12.513,30	12.957,62	13.417,73	13.894,17	14.387,63	14.898,41	15.427,43	15.975,23	16.542,49	17.129,88	17.738,14	18.367,89	19.020,21	
Costo reconocido en tarifa \$/ton	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	
El Portón - Malargüe x Neuquén	3.470,10	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	
Luján - Malargüe	3.470,10	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	
Puerto Galván - Malargüe	3.470,10	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	3.955,91	
	14%									0%		0%								
Costo reconocido en tarifa \$/ton (considerando aumento costo real de transporte)	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	
El Portón - Malargüe x Neuquén	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.295,82	10.651,05	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60	
Luján - Malargüe	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.295,82	10.651,05	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60	
Puerto Galván - Malargüe	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.295,82	10.651,05	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60	
Déficit por ruta en \$ (+) pérdida	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Acumulado desde abr-19
El Portón - Malargüe x Neuquén	738.775	255.470	0	0	0	0	161.315	141.449	198.085	301.102	492.601	873.249	1.133.990	1.243.381	1.313.693	940.494	693.570	401.160	305.914	15.546.422
Luján - Malargüe	2.112.377	1.156.653	1.324.641	1.199.647	1.595.336	1.286.528	322.629	282.898	396.170	602.205	985.201	1.746.498	2.267.980	2.486.762	2.627.386	1.880.989	1.387.157	802.319	611.827	33.527.777
Puerto Galván - Malargüe	7.929.434	9.241.441	10.936.630	7.068.003	4.469.512	1.836.781	2.742.347	2.404.636	3.367.444	5.118.740	8.374.210	14.845.232	19.277.833	21.197.475	22.332.777	15.988.404	11.790.838	6.819.712	5.200.531	215.344.667
<b>Total</b>	<b>10.780.585</b>	<b>10.653.564</b>	<b>12.261.271</b>	<b>8.267.550</b>	<b>6.065.848</b>	<b>3.123.309</b>	<b>3.226.291</b>	<b>2.828.984</b>	<b>3.961.699</b>	<b>6.022.047</b>	<b>9.852.012</b>	<b>17.464.978</b>	<b>22.879.803</b>	<b>24.867.618</b>	<b>26.273.855</b>	<b>18.809.888</b>	<b>13.871.574</b>	<b>8.023.190</b>	<b>6.118.272</b>	<b>264.418.966</b>

(1) las empresas transportistas de cargas de GLP actuali

Anexo VI: Detalle de perjuicio acumulado por transporte de GLP desde abril 2019 a diciembre 2022 por cupos de GLP según Acuerdos por ruta de transporte

	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2019	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2020	2021	2021	2021	2021	2021
Cantidades compradas por ruta en ton	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Porción - Malargüe x Neuquén	64	1.003	583	292	201	66	0	155	265	150	45	0	199	782	783	426	585	84	318	159	0	0	0	0	0	67	0
Luján - Malargüe	405	372	711	976	1.160	821	715	305	44	110	239	304	286	821	525	832	129	0	42	304	43	205	84	0	112	387	
Puerto Galván - Malargüe	541	901	1.613	1.517	1.198	928	792	203	182	227	202	228	273	797	1.475	1.488	1.724	1.803	882	503	453	252	547	750	1.163	1.826	
Total	1.011	2.275	2.906	2.784	2.559	1.815	1.508	663	490	487	486	552	759	1.624	2.784	2.746	2.437	1.897	1.241	662	495	457	631	750	1.342	2.212	
Costo real por ruta en \$ton (1)	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Porción - Malargüe x Neuquén	4.952,58	5.277,96	5.277,96	5.569,30	5.569,30	5.662,31	6.624,42	6.713,19	6.713,19	7.159,62	7.188,00	7.188,00	7.188,00	7.188,00	7.246,23	7.433,18	7.510,49	8.283,31	8.348,75	8.348,75	2.702,42	2.792,68	3.157,68	3.418,82	3.418,82	3.513,52	
Luján - Malargüe	1.603,10	1.708,43	1.708,43	1.802,73	1.802,73	1.832,84	2.018,32	2.144,27	2.173,00	2.173,00	2.326,69	2.326,69	2.326,69	2.326,69	2.345,54	2.406,05	2.661,23	2.661,23	2.661,23	2.661,23	7.895,12	8.352,67	8.860,65	9.447,48	9.890,35	10.334,81	
Puerto Galván - Malargüe	4.817,20	4.938,64	5.039,52	5.114,71	5.327,59	5.560,09	5.822,34	5.963,55	6.184,98	6.349,60	6.518,32	6.646,73	6.706,14	6.797,56	6.860,40	6.912,47	7.128,20	6.820,17	7.160,24	7.588,77	7.895,12	8.352,67	8.860,65	9.447,48	9.890,35	10.334,81	
Promedio ponderado	3.537,31	4.559,98	4.272,54	4.001,72	3.749,07	3.878,20	4.017,57	4.360,14	6.106,13	5.522,48	4.510,72	4.112,99	5.181,56	6.858,54	6.087,34	5.579,84	6.952,21	6.854,29	7.311,28	7.771,36	7.446,74	5.853,23	8.101,52	9.447,48	9.383,45	9.143,11	
Costo reconocido en tarifa \$ton (considerando aumento costo real de transporte)	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Porción - Malargüe x Neuquén	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,67	4.440,97	4.573,96	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Luján - Malargüe	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,67	4.440,97	4.573,96	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Puerto Galván - Malargüe	3.470,10	3.557,57	3.630,24	3.684,40	3.837,75	4.005,24	4.194,15	4.295,67	4.440,97	4.573,96	4.695,51	4.788,01	4.830,80	4.896,65	4.941,92	4.979,43	5.134,83	4.912,94	5.172,32	5.466,60	5.687,29	6.016,89	6.382,81	6.805,54	7.124,56	7.444,73	
Déficit por ruta en \$ (+) pérdida	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	ene-21	feb-21	mar-21	abr-21	may-21	
El Porción - Malargüe x Neuquén	95.501	1.724.807	960.074	549.957	347.644	110.063	0	361.158	601.478	321.825	111.057	0	469.509	1.791.151	1.758.842	965.043	1.343.682	243.494	988.332	458.521	0	0	0	0	230.169	0	
Luján - Malargüe	-756.635	-687.956	-1.366.142	-1.835.738	-2.360.031	-1.783.517	-1.556.413	-656.928	-98.838	-263.146	-568.628	-796.555	-716.123	-118.501	-1.373.203	-2.192.372	-350.867	0	-103.978	0	-127.693	-662.382	-270.685	0	-415.377	-1.519.492	
Puerto Galván - Malargüe	729.062	1.243.956	2.272.716	2.169.171	1.795.448	1.442.842	1.290.178	338.405	313.838	403.531	367.772	424.087	512.680	1.514.337	2.830.561	2.876.016	3.435.849	3.438.467	1.770.543	1.067.618	996.396	587.590	1.354.386	1.980.242	3.217.334	5.277.056	
Total	67.948	2.280.807	1.866.648	863.389	-226.940	-230.613	-266.235	42.636	816.478	462.210	-89.798	-372.467	266.066	3.196.987	3.216.200	1.648.687	4.428.665	3.681.960	2.654.898	1.526.139	871.705	-74.792	1.083.701	1.980.242	3.032.126	3.757.566	

(1) las empresas transportistas de cargas de GLP actualizan mensualmente el precio del flete mediante aplicación directa del Índice de Costo de Transporte de Cargas de la Federación Argentina de Entidades Empresariales del Autotransporte de Cargas (ICT-FADEEAC).

Anexo VI: Detalle de perjuicio acumulado

Cantidades compradas por ruta en ton	2021			2021			2021			2022			2022			2022			2022			2022		
	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	2022	2022	2022		
El Portón - Malargüe x Neuquén	181	68	0	0	0	0	29	24	31	45	70	117	144	150	151	102	72	40	29					
Luján - Malargüe	516	308	321	282	362	283	57	47	63	90	139	234	288	300	301	205	144	79	58					
Puerto Galván - Malargüe	1.938	2.462	2.652	1.662	1.013	405	487	402	532	765	1.184	1.989	2.449	2.550	2.560	1.742	1.223	674	489					
<b>Total</b>	<b>2.634</b>	<b>2.839</b>	<b>2.973</b>	<b>1.944</b>	<b>1.375</b>	<b>688</b>	<b>572</b>	<b>473</b>	<b>626</b>	<b>899</b>	<b>1.393</b>	<b>2.340</b>	<b>2.882</b>	<b>3.000</b>	<b>3.011</b>	<b>2.950</b>	<b>1.439</b>	<b>792</b>	<b>576</b>					
Costo real por ruta en \$/ton (1)	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22					
El Portón - Malargüe x Neuquén	10.854,54	11.906,35				0,00	14.500,49	15.015,38	15.548,55	16.100,65	16.672,36	17.264,37	17.877,40	18.512,20	19.169,54	19.950,22	20.555,07	21.284,95	22.040,74					
Luján - Malargüe	3.513,52	3.853,98	3.853,98	3.853,98	3.876,72	4.406,66	4.693,68	4.860,34	5.032,93	5.211,64	5.396,69	5.588,32	5.786,76	5.992,23	6.205,01	6.425,34	6.653,49	6.889,75	7.134,39					
Puerto Galván - Malargüe	10.496,41	10.701,62	11.216,80	11.395,17	11.614,29	11.794,65	13.316,36	13.789,20	14.278,83	14.785,85	15.310,87	15.854,54	16.417,51	17.000,47	17.604,13	18.229,22	18.876,51	19.546,79	20.240,86					
Promedio ponderado	9.154,18	9.987,06	10.421,36	10.301,01	9.576,01	8.751,45	12.513,30	12.957,62	13.417,73	13.894,17	14.387,53	14.896,41	15.427,43	15.975,23	16.542,49	17.129,88	17.738,14	18.367,99	19.020,21					
Costo reconocido en tarifa \$/ton (considerando aumento costo real de transporte)	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22					
El Portón - Malargüe x Neuquén	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.285,82	10.651,06	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60					
Luján - Malargüe	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.285,82	10.651,06	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60					
Puerto Galván - Malargüe	7.562,58	7.708,96	8.080,07	8.208,57	8.366,41	8.496,33	9.592,50	9.933,11	10.285,82	10.651,06	11.029,26	11.420,89	11.826,43	12.246,37	12.681,22	13.131,51	13.597,78	14.080,62	14.580,60					
Déficit por ruta en \$ (+) pérdida	jun-21	jul-21	ago-21	sep-21	oct-21	nov-21	dic-21	ene-22	feb-22	mar-22	abr-22	may-22	jun-22	jul-22	ago-22	sep-22	oct-22	nov-22	dic-22	Acumulado desde abr-19				
El Portón - Malargüe x Neuquén	594.265	285.716	0	0	0	0	140.462	120.271	164.689	245.086	392.996	683.567	871.828	939.733	976.890	688.665	500.465	285.448	214.798	20.537.187				
Luján - Malargüe	-2.089.963	-1.188.067	-1.357.380	-1.228.299	-1.624.999	-1.158.806	-280.400	-240.092	-328.763	-489.256	-784.523	-1.364.580	-1.740.401	-1.875.956	-1.950.131	-1.374.758	-999.081	-569.831	-428.793	-41.655.261				
Puerto Galván - Malargüe	5.688.350	7.369.059	8.318.095	5.296.204	3.291.338	1.334.301	1.811.752	1.551.307	2.124.236	3.161.235	5.069.045	8.816.969	11.245.261	12.121.127	12.600.392	8.862.730	6.456.240	3.661.852	2.770.562	155.232.159				
<b>Total</b>	<b>4.192.651</b>	<b>6.466.708</b>	<b>6.960.715</b>	<b>4.067.006</b>	<b>1.666.339</b>	<b>175.495</b>	<b>1.671.814</b>	<b>1.431.485</b>	<b>1.960.162</b>	<b>2.917.064</b>	<b>4.677.517</b>	<b>8.135.955</b>	<b>10.376.688</b>	<b>11.184.903</b>	<b>11.627.150</b>	<b>8.196.637</b>	<b>5.956.644</b>	<b>3.397.469</b>	<b>2.556.567</b>	<b>134.114.085</b>				

(1) las empresas transportistas de cargas de GLP actual

**Anexo VII: Detalle de distancias entre distintos centros de abastecimiento a la localidad de Malargüe.**

Localidad	Centro de Abastecimiento	Distancia Ida y vuelta desde el centro de abastecimiento de origen hasta la planta de descarga	
		Km asfalto	Km ripio
Malargüe	YPF - El Portón	2.488	28
Malargüe	YPF - Luján de Cuyo	672	
Malargüe	YPF - Puerto Galván	2.200	
Malargüe	Mega - Puerto Galván	2.200	
Malargüe	TGS - Puerto Galván	2.200	



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Informe gráfico**

**Número:**

**Referencia:** DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 62 pagina/s.