



Nota DOF N° 4990/18

Mendoza, 30 de agosto de 2018

Ente Nacional Regulador del Gas  
Sr. Presidente  
Lic. Mauricio Ezequiel Roitman  
Presente

---

**Ref.: Ajuste tarifario – Octubre 2018**  
**Respuesta Nota NO-2018- 40236016-APN-**  
**DIRECTORIO#ENARGAS**  
**NO-2018-41588848-APN-DIRECTORIO#ENARGAS**

De mi mayor consideración:

Me dirijo a esa esa Autoridad Regulatoria, en relación a lo previsto en la Nota NO-2018-40236016-APN-DIRECTORIO#ENARGAS de la referencia y en cumplimiento de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS 4089/2016 que instrumenta el Procedimiento de Audiencia Pública, a fin de presentar la propuesta de cuadros tarifarios para ser implementados a partir del primero de octubre de 2018.


La metodología de cálculo de los cuadros tarifarios propuestos, para sus componentes: gas, transporte y distribución, se detalla en los Anexo I y II de la presente y en el resto de los anexos los cuadros tarifarios resultantes.

El presente informe ha sido realizado con los datos e información disponible hasta la fecha, reservándose ECOGAS el derecho de ampliar y/o modificar los términos y alcances de la información y/o conceptos contenidos en el mismo, así como de rectificar, ampliar, complementar la información remitida, los fundamentos expuestos y/o todo cuanto sea conducente a brindar un mejor cumplimiento del marco regulatorio y lo requerido por vuestra Autoridad Regulatoria. En particular, se hacen expresas reservas de ampliar el contenido del Anexo IV, conforme evolucionen las novedades en todo lo referido a las negociaciones mantenidas con los productores de gas en relación al precio del gas PIST y la metodología de recupero propuesta en las diferencias en el precio del gas ocurridas en los primeros nueve meses del año.

Sin otro particular y quedando a vuestra disposición, le saluda atentamente.



Daniel Rivadulla  
Director de Operaciones y Finanzas  
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.



Anexo I: Metodología aplicada a la actualización de Cuadro Tarifarios Octubre 2018  
Anexo II: Detalle de cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas  
Anexo III: Cuadros Tarifarios según regulación y según Bases y Condiciones  
Anexo IV: Cuadros Tarifarios tentativos Anexo V: Valores de Tasas y Cargos  
Anexo VI: Propuestas de la Distribuidora para la adecuación de los acuerdos celebrados en diciembre 2017 y enero 2018, y respuestas/contrapropuestas recibidas de productores.



## ANEXO I

### PROPUESTA DE INCREMENTO TARIFARIO – OCTUBRE 2018

#### METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA CADA COMPONENTE TARIFARIO

Se describe a continuación la propuesta de cálculo y determinación de los diferentes componentes de las tarifas propuestas para octubre de 2018: gas, transporte y distribución.

#### 1) COMPONENTE DE DISTRIBUCIÓN

La Resolución ENRG 4360 del 2017 aprobó, en conjunto con las tarifas resultantes de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), la metodología de adecuación semestral de las tarifas, la cual está incluida en el Anexo V de la mencionada Resolución. Para las tarifas a entrar en vigencia a partir del 1° de octubre 2018 prevé el Mecanismo no automático de adecuación semestral, que implica la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel General, publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

La fórmula establecida por la Resolución 4360/17 para el presente ajuste semestral de la tarifa de distribución es la siguiente:

$$T_t = T_{Abr18} * \left( \frac{IPIM_{t-2}}{IPIM_{Feb 18}} - 1 \right)$$

Donde:

$T_t$ : Tarifa de distribución a entrar en vigencia a partir de octubre 2018

$T_{Abr18}$ : Tarifa de distribución vigente a partir de abril 2018

IPIM: Índice de Precios Internos al por Mayor – Nivel General publicado por el INDEC

En esta instancia, el valor a trasladar a tarifa corresponde a la variación acumulada del mencionado índice entre los meses de febrero 2018 hasta agosto 2018.

El índice de precios del IPIM del mes de ago-18 tiene fecha de publicación por parte del INDEC para el día 19/09/18, por lo que será necesario aplicar lo indicado en la nota de referencia, que señala que *“en el supuesto en que no se contare con información oficial respecto de los índices aplicables al último período mensual a considerar, a los fines de la presentación antes mencionada la Licenciataria deberá hacer al respecto una razonable estimación, la que deberá corregirse con la publicación de los datos pertinentes por parte del organismo o institución oficial correspondiente”*.

En virtud de ello, esta distribuidora considera como una razonable estimación para la variación de precios del último mes del periodo un valor de 3,5%. De esta forma obtenemos los siguientes valores:



	<b>% Variación IPIM Nivel General Publicado s/ Informes Mensuales</b>	<b>% Variación acumulada IPIM</b>	<b>Índice Base 100 = Feb-18</b>
feb-18			100,00
mar-18	1,94%	1,94%	101,94
abr-18	1,79%	3,76%	103,76
may-18	7,51%	11,56%	111,56
jun-18	6,53%	18,84%	118,84
jul-18	4,73%	24,46%	124,46
ago-18*	3,50%	28,82%	128,82
<b>Variación Ago-18/Feb-18</b>		<b>28,82%</b>	<b>28,82%</b>

\* Valor estimado

Al momento de aplicarse la variación a la tarifa deberá reemplazarse el valor estimado por el dato real.

Las tarifas de distribución propuestas con vigencia a partir del 1° de octubre de 2018, calculadas en base a las fórmulas anteriormente descriptas, se incluyen como componente de las Tarifas Finales a Usuarios incluidas en los Anexos III y IV de la presente nota.

Adicionalmente, también deben ser ajustadas por inflación, mediante la aplicación del IPIM, las Tasas y Cargos aprobadas por Resolución ENRG 4313/17, a los fines de conservar su valor en moneda constante. Los valores resultantes se presentan en el Anexo V adjunto.

## **2) COMPONENTE DE TRANSPORTE**

Se incluyen los valores resultantes de aplicar a la tarifa de transporte vigente desde abril de 2018, el mismo mecanismo de adecuación que para la tarifa de distribución detallada en el apartado anterior.

## **3) COMPONENTE DE PRECIO DEL GAS**

En el presente apartado se fundamenta la propuesta para el Ajuste de Tarifas por Variación en el Precio del Gas Comprado que corresponde al período estacional que comienza el 1° de octubre de 2018 y finaliza el 31 de marzo de 2019, 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 conchs.

### **a. Mayores costos a ser reconocidos por los precios de gas vigentes entre enero 2018 y septiembre 2018**

Como es de público conocimiento, a finales de 2017 se inició el proceso de normalización del sector del gas y de recomposición del sistema de precios y tarifas, orientado a dar cumplimiento efectivo a las normas que rigen la actividad e incentivar las inversiones necesarias para incrementar las reservas de gas y los niveles de producción local, así como el desarrollo de la infraestructura de los servicios de transporte y distribución que permitan evacuarla.

A su vez, el 31 de diciembre de 2017 finalizó el período de prórroga fijado en la Ley N° 27.200 con relación a la emergencia pública declarada mediante la Ley N° 25.561 (con la salvedad de los aspectos alcanzados por la Ley N° 27.345), en cuyo marco el Estado Nacional intervino en la fijación de precios del gas natural que adquieren las Distribuidoras para el abastecimiento de su demanda, debiendo entonces retornarse a

Distribuidora de Gas Cuyana S.A. – Las Tipas 2221 – (M5547DWD) Godoy Cruz – Mendoza – Argentina

TE: (0261) 441-2500 - Fax: (0261) 427-0542 - E-mail: ecogascuyana@ecogas.com.ar

Sede Soc.: Av. Pte Figueroa Alcorta 7174, piso 3. (C1428BCU) CABA, Argentina. RPC - IGJ Bs.As. - 01/12/92 N° 11671 - L° 112 - T° A de S.A



la vigencia plena el marco regulatorio del gas natural -Ley N° 24.076 y normas complementarias- que prevé que el precio de los acuerdos de suministro del gas natural adquirido por las Distribuidoras para el abastecimiento de su demanda será aquél que se determine por la libre interacción de la oferta y la demanda, según los términos del tercer párrafo del artículo 83 de la Ley N° 24.076, debiendo dichos costos de adquisición de gas ser trasladados a las tarifas a ser pagadas por los usuarios del servicio de distribución (Artículo 38° de la Ley N° 24.076)<sup>1</sup>.

En este contexto, y con el objetivo de garantizar el adecuado abastecimiento de gas natural, a fin de asegurar el suministro a los consumidores finales y la continuidad del sendero gradual y progresivo de reducción de subsidio considerado en el marco del proceso de normalización del mercado de gas natural, el Ministerio de Energía y Minería (MINEM), con la conformidad previa del ENARGAS, convocó a fines del año 2017 a las Distribuidoras y Productores de gas a la firma de un acuerdo "Bases y Condiciones para el Abastecimiento de Gas Natural a Distribuidoras de Gas por Redes" (Bases y Condiciones).

Las Bases y Condiciones fueron firmadas por el MINEM, los principales productores de gas y las Distribuidoras. El eje central de dichas Bases y Condiciones, y que fue considerado como condición para su firma tal cual está explicitado en los considerandos, fue la plena vigencia y aplicación del principio del *pass through* del precio de gas a tarifa, que es un principio previsto en el marco regulatorio de la distribución de gas, según el cual las distribuidoras no pueden ganar ni perder por la compra de gas; por lo que los precios a pagar por las distribuidoras a los productores estarán sujetos a lo que finalmente el ENARGAS termine autorizando a facturar y/o a cobrar a los usuarios de la distribuidora para cada uno de los períodos estacionales. Al mismo tiempo, las Bases y Condiciones también contemplaron el reconocimiento, en tiempo y forma por parte del Estado Nacional, de los costos relativos a los beneficios tarifarios de carácter social por él dispuestos, estableciendo que, a partir de 2018, son las distribuidoras las que deben recibir del Estado las compensaciones por la diferencia entre lo recuperado en tarifas con descuentos y el costo de compra de gas a productores.

Dichas Bases y Condiciones también establecieron los precios de referencia en dólares por millón de BTU con vigencia a partir del 1 de enero de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, los que están en total concordancia con el sendero de precios que el entonces Ministro de Energía y Minería de la Nación había presentado en las audiencias públicas del año 2017. A su vez, como los volúmenes previstos en el acuerdo no representan el total de las posibles necesidades de las Distribuidoras para abastecer a toda su demanda, de acuerdo a la crónica térmica que pudiera presentarse, éstas deben adquirir en el mercado *spot* volúmenes adicionales a los efectos de garantizar el abastecimiento de la demanda.

Posteriormente, en el marco de dichas Bases y Condiciones, las Distribuidoras y Productores celebraron acuerdos de suministro para el año 2018.

En resumen, en dichas Bases y Condiciones, que fueron suscriptas por las Distribuidoras a instancias del MINEM, que también las firmó, y con la conformidad previa del ENARGAS, se estipularon los precios de gas natural a abonar a los productores, en dólares, debiendo la Distribuidora cancelarlas en pesos al tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (divisas) del cierre del día 74 contado desde el último día del mes de inyección correspondiente. Esto fue posible mediante indicación expresa que las empresas Distribuidoras habían tenido en consideración para su firma el mecanismo de *pass through* de los costos de adquisición de gas a tarifa y la obligación del ENARGAS de reconocer dichos costos de adquisición en la tarifa de gas.

Cabe destacar que al momento de publicación de los cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1° de abril de 2018, el tipo de cambio fijado para trasladar los costos del gas a los usuarios fue de \$20,345 por dólar, el vigente al 15 de marzo de 2018, el cual quedó rápidamente atrasado respecto a la evolución del precio de la divisa, tal como se muestra a continuación:

<sup>1</sup> Se entiende incluida en la referida previsión legal, respecto del derecho de las Distribuidoras a que les sea reconocido el costo de adquisición de gas natural a través de su traslado a las tarifas, tanto los costos de adquisición de gas resultantes de acuerdos o contratos de largo plazo como de aquellos asociados a compras de corto plazo que resultaran necesarias para satisfacer la demanda de cada Distribuidora.



mes de inyección	Tipo de Cambio reconocido en tarifa	Tipo de Cambio del vencimiento de la Factura*
ene-18	18,33	20,21
feb-18	18,33	23,33
mar-18	18,33	26,00
abr-18	20,35	27,22
may-18	20,35	29,92
jun-18	20,35	34,58
jul-18	20,35	35,55
ago-18	20,35	36,50
sep-18	20,35	37,50

\*junio a sept. corresponde al Tipo de Cambio proyectado según Rofex del 29/08.

Al momento de emitirse la presente nota, 30 de agosto de 2018, el tipo de cambio ya supera el valor de \$ 40 por dólar.

A raíz de esta abrupta variación del tipo de cambio ocurrida durante el año en curso (que al emitir la presente nota ya lleva un incremento cercano al 120%), imposible de prever al momento de firmar las Bases y Condiciones y cuando entraron en vigencia los Cuadros Tarifarios a aplicar a partir del 1 de abril 2018<sup>2</sup>, se generó una diferencia significativa entre el tipo de cambio reconocido en el Cuadro Tarifario - que esta Distribuidora puede trasladar a tarifa- y el tipo de cambio aplicado por los productores de gas natural en sus facturas, por lo cual esta Distribuidora se vio obligada, a los fines de poder garantizar la sustentabilidad del servicio y para respetar el principio de *pass through* previsto en el marco regulatorio y que fuera condición indispensable para la firma de los acuerdos en el marco de las Bases y Condiciones, a:

- (i) realizar los pagos de gas a los productores utilizando el tipo de cambio reconocido por el ENARGAS en los cuadros tarifarios;
- (ii) solicitar al ENARGAS un reconocimiento inmediato de los mayores costos derivados de la diferencia cambiaria (que actualmente es cercana al 100%), debido a que esta variación superaba el límite del 20% previsto en nuestra licencia de distribución desde marzo 2018; y
- (iii) solicitar a los productores de gas una adecuación de los Acuerdos de suministro celebrados.

Con fecha 15 de junio de 2018 el Enargas remitió la nota ENRG/GDyE/GAL/GCER/D/N° 6090/18, informando que desestimaba el pedido de reconocimiento en tarifa de los mayores costos de adquisición de gas a lo cual esta Distribuidora respondió interponiendo un Recurso de Reconsideración que, a la fecha, se encuentra pendiente de resolución por parte de las autoridades competentes.

En virtud de haberse superado la pauta del 20% prevista en la Licencia de Distribución para actualizar los cuadros tarifarios en el momento que ello ocurra, sin tener que esperar al siguiente período estacional, y teniendo en cuenta que las Bases y Condiciones se basaban en el cumplimiento del principio de *pass through* (lo cual fue aceptado por cada uno de los firmantes), según el cual esta distribuidora no puede perder ni ganar con el precio del gas, es el entender de esta distribuidora que los contratos firmados a

<sup>2</sup> Al momento de presentar los cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1 de abril 2018, la proyección del tipo de cambio según ROFEX para el período estacional octubre – marzo 2019 era de \$ 22 por dólar.



instancias de las Bases y Condiciones han perdido vigencia y deben ser readecuados a la nueva realidad descripta, circunstancia que, como se ha dicho anteriormente, ya ha sido planteada.

Ratificando lo expresado en el párrafo precedente, con fecha 16 de Julio de 2018 el Enargas remitió a esta Distribuidora la nota NO-2018-33729333-APN-DIRECTORIO#ENARGAS donde, a fin de realizar dicho organismo la adecuada evaluación para la consideración del eventual traslado a tarifas del ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para el próximo periodo estacional (octubre 2018 a marzo 2019) y de las diferencias diarias establecidas en el punto 9.4.2.5 de las RBLD del periodo estacional actual (enero 2018 a setiembre 2018), solicitó la presentación de los correspondientes contratos de abastecimiento de gas, los cuales deberían considerar las nuevas circunstancias macroeconómicas como así también la nueva realidad de la oferta y la demanda de gas. Es decir, la misma Autoridad Regulatoria terminó confirmando que los contratos firmados a instancias de las Bases y Condiciones quedaron superados por la nueva realidad macroeconómica, que fue precisamente la que disparó la presentación del pedido de ajuste del precio del gas por haberse superado el límite del 20%.

En dicho contexto, esta Distribuidora mantuvo continuos contactos de negociación con los productores de gas, en los que se analizaron distintas alternativas de solución al problema suscitado por las causas ajenas e imprevisibles antes descriptas. En el marco de esas negociaciones, con fecha 3 de agosto de 2018 esta Licenciataria remitió a los productores un ofrecimiento formal de adecuación de los Acuerdos, con el objeto de asegurar el traslado a tarifa de los costos de adquisición de gas y con ello, garantizar la materialización del principio de *pass through* vigente y previsto en las Bases y Condiciones. Posteriormente, esta Distribuidora recibió respuestas de los distintos productores rechazando la propuesta presentada y, en algunos casos, presentando contrapropuestas<sup>3</sup> que no garantizaban el principio de *pass through* previsto tanto en el marco regulatorio vigente como en las Bases y Condiciones.

Tras analizar mi mandante las respuestas de los productores, y a los fines de tratar de llegar a un acuerdo con los mismos, con fecha 23 de agosto de 2018 presentamos una nueva propuesta de adecuación de los Acuerdos, la cual básicamente consiste en (ver detalle de la oferta presentada en Anexo VI):

- La facturación de los mayores costos de adquisición de gas generados por diferencias cambiarias en los volúmenes entregados entre febrero y septiembre de 2018 en 24 cuotas mensuales a partir de enero de 2019 y a un tipo de cambio de 30 \$/USD, supeditada y condicionada a la autorización del ENARGAS a facturarla y/o cobrarla, de manera tal que la generación de la deuda se produce al momento de emitir la correspondiente facturación a los usuarios y por el mismo valor, y en la medida que no exista ninguna disposición administrativa, legislativa y/o judicial que lo impida o prohíba.
- Extender el plazo de los Acuerdos hasta el 31 de marzo de 2019.
- La disminución de los precios PIST a partir de octubre de 2018 respecto a los estipulados en los Acuerdos, a un valor de referencia de 3,95 USD/MBTU Cuenca Neuquina, pesificando los mismos a un tipo de cambio de 31 \$/USD, supeditado al efectivo traslado de dichos valores a las tarifas finales.

Como referencia, se informa que el monto de las diferencias diarias acumuladas (DDA) a recuperar en el siguiente período estacional (octubre 2018 – marzo 2019) asciende a \$ 2.463 millones (de acuerdo con la memoria de cálculo expuesta en el Anexo II.1), calculadas de acuerdo a lo indicado en el punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia (RBLD) y considerando lo previsto en las Bases y Condiciones. Teniendo en cuenta el volumen entregado por esta distribuidora en ese mismo periodo estacional del año anterior, los valores de la DDA por m3 bajo este supuesto, serían los siguientes:

<sup>3</sup> Se adjuntan al presente como Anexo VI



Segmento	DDA oct-18/mar-19 (\$/m3 de 9.300 Kcal)
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	11,236058
R3 1°-R3 2°-R3 3°	14,096750
R3 4°	16,020134
SGP1-SGP2	4,933397
SGP3	3,719701

Estos valores se incluyen en los cuadros tarifarios presentados en el Anexo III.

A la fecha de la presente, IEASA ha presentado una oferta, adjunta en el Anexo VI que, en lo que respecta a las DDA, prevé su determinación en dólares (como la diferencia entre el valor en dólares previsto contractualmente y el monto pagado en pesos convertido al tipo de cambio al día anterior al del pago), para luego convertirlo en pesos al tipo de cambio del 1 de octubre 2018 y recuperarlo en 24 cuotas a partir del 1 de enero 2019 con intereses, supeditado a lo que autorice el ENARGAS y a medida que se facture a los usuarios..

Por su parte, hemos recibido las siguientes contrapropuestas<sup>4</sup>, que difieren respecto a lo propuesto por esta Licenciataria y IEASA en los siguientes puntos principales:

- YPF: ofrece financiación en dólares para el período abril – septiembre 2018 a 24 meses, considerando tipo de cambio futuro para la pesificación de la deuda para traslado a tarifa.
- PAMPA: ofrece financiación en dólares para el período abril – septiembre 2018 a 24 meses, considerando tipo de cambio futuro para la pesificación de la deuda para traslado a tarifa. Esta propuesta está supeditada a lo que finalmente termine aprobando el ENARGAS.
- WINTERSHALL: ofrece financiación en 24 meses, pero no acepta la pesificación de la deuda y solicita una tasa de financiación en dólares.
- TECPETROL: también acepta financiación en 24 cuotas a la tasa ofrecida, pero solicita un tipo de cambio distinto y futuro. Esta propuesta está supeditada a lo que finalmente termine aprobando el ENARGAS.
- PAE: para abr-set 2018 propone un precio único de 4,45 USD/MBTU para Neuquén los cuales representan una pequeña reducción respecto a los promedios pagados por esta Distribuidora, y para el financiamiento ofrece 24 cuotas en dólares a una tasa de financiación a definir entre las partes. Esta propuesta está supeditada a lo que finalmente termine aprobando el ENARGAS.
- TOTAL: Propone pagar la diferencia de cambio generada entre febrero y septiembre 2018 en dólares (sin pesificar a ninguna fecha) actualizado por una tasa diferente de la regulatoria, pero con la opción de poder aceptar el esquema de recupero que termine aprobando el ente para el cuadro tarifario de octubre 2018. Aclara también que esta propuesta está supeditada a lo que finalmente termine aprobando el ENARGAS.

Si bien todas estas ofertas tienen en común el recupero de tales diferencias en 24 cuotas, todas terminan siendo más onerosas que la de IEASA y todas plantean financiación; a diferencia de IEASA, que ofrece facturar estas diferencias de cambio supeditado a lo que apruebe el ENARGAS y que la deuda por dichas diferencias se genere a medida que la distribuidora facture las DDA a sus clientes.

Hemos aceptado la propuesta de recupero de IEASA, en el entendimiento de que se incluyen en la misma las diferencias de cambio generadas en febrero y marzo y de que el precio del gas del primer trimestre de 2019 se computa al tipo de cambio que finalmente el ENARGAS apruebe en tarifa, dado que esta Distribuidora, para dar cumplimiento al principio del *pass through*, no está en condiciones de pagar un tipo de cambio diferente al reconocido en tarifa.

<sup>4</sup> Adjuntas todas en el Anexo VI



Por su parte, hemos rechazado las propuestas del resto de los productores, debido a que no cumplen con el principio de *pass through* consagrado en el marco regulatorio y en las Bases y Condiciones. Ahora bien, con el objetivo de poder llegar a un acuerdo respetando este principio, hemos realizado una nueva propuesta, adjunta en el Anexo VI, en términos similares a lo ofrecido por IEASA. Si bien tenemos contractualizado un porcentaje inferior al 50% de las necesidades de gas requeridas para el período estacional próximo, estamos en negociaciones con los productores para que terminen aceptando una propuesta similar a la IEASA.

En la tabla de abajo se simulan los valores de las DDA aplicables en los cuadros tarifarios, en función de la oferta de IEASA y asumiendo un único precio del gas por cuenca para todos los segmentos del prioritario tal como surge de dicha propuesta (detalle de cálculo en Anexo II.2). Estos valores se incluyen en los cuadros tarifarios presentados en el Anexo IV, de manera tentativa y sujeta a la evolución del tipo de cambio al momento de publicación.

DDA oct-18/mar-19 (\$/m3 de 9.300 Kcal)	DDA ene-19/dic-20 (\$/m3 de 9.300 Kcal)
0,744988	1,689993

### b. Valor del precio del gas en boca de pozo a partir del 1° de octubre de 2018

A continuación, se detallan los precios establecidos en el Anexo III de las Bases y Condiciones:

		2018																		
		10/10/2018 al 31/03/2019						10/01/2019 al 31/03/2019						10/04/2019 al 31/03/2020						
Cuenca	Categoría	R1-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	R1-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	R3-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	
	<b>usuarios:</b>																			
	Norpatn	3,22	4,85	5,79	4,78	3,65	4,77	3,27	5,16	5,59	3,48	4,32	5,19	4,85	3,55	5,22	3,48	4,34	5,69	
	Norpatn	3,27	4,73	5,97	4,82	3,55	5,06	3,85	5,20	5,11	2,55	4,20	5,45	4,78	3,72	5,37	3,91	4,86	5,93	
	Chasab	2,68	4,24	5,24	5,27	3,59	4,74	2,84	4,50	5,89	2,35	3,95	5,38	4,39	3,59	4,94	3,25	4,34	5,62	
	Santa Cruz	2,78	4,25	5,24	4,48	3,11	4,49	3,42	4,71	5,33	3,08	3,75	4,83	4,53	3,74	5,00	3,51	4,48	5,32	
	Tierra del Fuego	2,73	4,23	5,23	4,51	3,06	4,42	2,73	4,57	5,49	2,97	3,85	4,82	4,19	3,59	5,76	3,11	4,42	5,24	

		2019																		
		10/10/2018 al 31/03/2019						10/01/2019 al 31/03/2019						10/04/2019 al 31/03/2020						
Cuenca	Categoría	R1-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	R1-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	R3-R2-R3 22-R-23	R3-R3-R3 33	R34	P1-P2	P3	QNC	
	<b>usuarios:</b>																			
	Norpatn	4,55	5,58	5,22	3,46	4,84	5,65	5,55	5,12	5,48	4,82	5,70	5,15	5,25						
	Norpatn	4,78	5,72	5,37	3,59	4,95	5,65	5,74	5,29	5,54	4,96	5,66	5,48	5,52						
	Chasab	4,59	5,39	5,50	3,22	4,84	5,62	5,44	5,53	5,38	4,65	5,68	4,72	5,32						
	Santa Cruz	4,73	5,24	5,33	3,16	4,49	5,32	5,21	5,53	5,51	4,42	5,28	3,78	5,27						
	Tierra del Fuego	4,59	5,29	5,29	3,11	4,42	5,24	5,13	5,78	5,36	4,47	5,24	5,71	5,21						

Cabe destacar que dichos valores se encuentran nominados en dólares estadounidenses (USD), mientras las tarifas a usuarios finales de las Distribuidoras están en pesos (\$). Por esto, es necesario establecer un tipo de cambio esperado para los meses en que la distribuidora deberá abonar al productor (enero a junio de 2019) las inyecciones de gas correspondientes al período de consumo que comienza el 1° de octubre de 2018 y finaliza el 31 de marzo de 2019, con el objetivo de respetar el principio de *pass through* previsto en el marco regulatorio y las Bases y Condiciones. Considerando las proyecciones del tipo de cambio que surgen del mercado a futuro (Fuente: ROFEX) de 29 de agosto, es esperable para el período de pago bajo análisis un dólar promedio a \$ 41,22. Cabe aclarar que, al momento de emitirse los cuadros tarifarios, estos valores deberán reemplazarse por la proyección actualizada a ese momento.





mes	TC Futuro
oct-18	36,00
nov-18	37,00
dic-18	38,00
ene-19	39,00
feb-19	39,90
mar-19	40,80
abr-19	41,67
may-19	42,57
jun-19	43,36

Fuente: ROFEX al 29/08/2018

En la tabla siguiente se detallan los precios en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte que resultarían para las tarifas finales de CENTRO, en función de (i) los precios en dólares de gas natural PIST previstos en el Anexo III de las Bases y Condiciones, (ii) el tipo de cambio promedio esperado para el siguiente período estacional de 41,22 \$/USD, y (iii) un mix de compra de gas de 100% Cuenca Neuquina:

	Tarifa Mix \$/m3
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	7,240509
R3 1°-R3 2°-R3 3°	8,700780
R3 4°	9,689505
P1 - P2	5,399960
P3	7,544732
GNC	9,020214

Estos valores son los que se encuentran incluidos como valor PIST en los cuadros tarifarios expuestos en el Anexo III.

No obstante ello, y como se mencionó anteriormente, la distribuidora se encuentra en negociaciones con los productores de gas natural, con el objetivo de redefinir estos valores en vistas del contexto económico actual. Como consecuencia de ello, esta distribuidora ha realizado ofertas a los productores que tienen dos objetivos primordiales: (i) disminuir el valor del gas en boca de pozo nominado en dólares; y (ii) pesificar el valor de estos contratos para cada uno de los períodos estacionales a un tipo de cambio predefinido y autorizado a trasladar a tarifa por la autoridad regulatoria.

Informamos que a la fecha de presentación del presente, hemos recibido contrapropuestas<sup>5</sup> de los productores que ofrecen un precio para el período estacional octubre 2018 a marzo 2019 comprendido entre entre 4,05 y 4,40 USD/MBTU para Cuenca Neuquina.

Con respecto al tipo de cambio a aplicar, solamente IEASA y TECPETROL proponen pesificar a un tipo de cambio de 31,47 \$/USD para el período de inyección octubre a diciembre. Las demás, o bien proponen una pesificación temporal sujeta a un porcentaje de variación respecto al real -PAE- o a financiar en el próximo período estacional -PAMPA- o directamente solicitan el pago en dólares según el tipo de cambio de fecha de pago. Para las inyecciones de enero a marzo de 2019 todas solicitan el pago en dólares. Respecto a las cantidades, TECPETROL solicita triplicar las CMD de enero a marzo de 2019, PAE solicita readecuar las CMD, YPF propone un TOP del 85%, PAE un 80%, ambas sin excepción por reducción de

<sup>5</sup> Adjuntas todas en el Anexo VI



demanda y IEASA propone un DOP del 90%, En referencia a los plazos de pago solamente PAE propone disminuirlos a 60 días desde el último día del mes de inyección.

Las propuestas recibidas representarían el 100% del volumen total contratado por CMD en 2018, e implicarían reducir el precio promedio, considerando el mix de cuencas contratado, resultante del Acuerdo 2018 de 5,39 USD/MBTU a 4,15 USD/MBTU.

Estamos aceptando la oferta de IEASA por ser la de menor precio, en el entendimiento que el tipo de cambio resultante para el primer trimestre de 2019 será el que finalmente apruebe el ENARGAS, y rechazando las ofertas del resto de los productores, fundamentalmente porque el tipo de cambio propuesto no cumple con el principio de *pass through* previsto en el marco regulatorio y en las Bases y Condiciones que ellos mismos firmaron en diciembre del año pasado. Para cumplir con este principio, el tipo de cambio a reconocer a los productores debe ser el mismo que se reconozca en el cuadro tarifario.

Como consecuencia de ello, le estamos haciendo una nueva propuesta al resto de los productores proponiendo el precio más bajo recibido en dólares al tipo de cambio de \$ 31,47 por dólar para el último trimestre de 2018 y el tipo de cambio que finalmente termine aprobando el ENARGAS para el primer trimestre de 2019, de manera de dar cumplimiento al principio de *pass through*.

En el Anexo IV se simulan los cuadros tarifarios fundamentados en la oferta de IEASA.

**Daniel Rivadulla**  
Gerente de Operaciones y Finanzas  
Distribuidora de Gas Cuyana S.A.

Anexo II.1 - Resumen del periodo  
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

Diferencias diarias acumuladas y comparativa respecto a las ventas acumuladas del periodo estacional. Resumen del periodo

Periodo: ene-18 a sep-18

Segmento	Volumen Comprado (Inyección PIST) (m3 de 9.300 Kcal)	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas \$	Facturación gas PIST Productores \$	Diferencias Diarias PIST + GR \$	Diferencias Diarias PIST Actualizadas (*) \$ de feb-18	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas \$ de feb-19	Variación vs Ventas (RBLD) %	Volumen Vendido oct-18/mar-19 (**) (m3 de 9.300 Kcal)	DDA oct-18/mar-19 (\$/m3 de 9.300 Kcal)	DDA c/Spot oct-18/mar-19 (\$/m3 de 9.300 Kcal)
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	289.514.157	862.047.296	1.548.188.772	686.141.476	764.037.261	1.072.869.332	71%	68.102.208	11,218980	11,236058
R3 1°-R3 2°-R3 3°	238.772.943	913.819.183	1.644.370.279	730.551.095	812.387.257	1.134.512.880	72%	57.699.304	14,079672	14,096750
R3 4°	173.996.854	786.965.283	1.419.944.700	632.979.418	702.959.238	974.444.977	72%	43.926.565	16,003055	16,020134
SGP1-SGP2	83.678.437	151.598.076	272.891.963	121.293.887	134.780.210	188.058.042	72%	27.414.863	4,916319	4,933397
SGP3	19.540.621	55.955.053	97.006.487	41.051.435	45.779.463	70.705.167	65%	12.364.063	3,702623	3,719701
Spot	1.100.000	3.837.436	7.064.762	3.227.326	3.578.028	4.693.324	76%	209.507.000	0,017078	
<b>Total</b>	<b>816.603.012</b>	<b>2.774.222.327</b>	<b>4.989.466.963</b>	<b>2.215.244.636</b>	<b>2.463.521.457</b>	<b>3.445.083.722</b>	<b>72%</b>	<b>209.507.000</b>		

(\*) Actualizados según tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y al 29/08/2018

(\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior

Anexo II.1 - Segmento: R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°  
 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
 Diferencias diarias acumuladas mensualmente  
 Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del período estacional.  
 Segmento: R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°

Mes de Inyección	Volúmen Comprado (Inyección PIST)	Precio Gas PIST Responderlo en Tarifas	Resolución gas PIST + GR en Tarifas	Precio Gas PIST Bases y Condiciones			Cuenta Norte	Cuenta Nuequina	Cuenta Norte	Cuenta Nuequina	Mix de compra de Gas (en %)		% Pagado/ estimado a pagar (cuentas de cobro)	Tipo de Cambio de Pago (*)	Tipo de Cambio de Pago (**)	Factor de Actualización a promedio de pago (***)	Facturación gas PIST Productores	Diferencias Diarias PIST + GR Pagadas	Factor de Actualización a promedio periodo de recupero (****)	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas	Variación vs Ventas (RBL)	Volúmen Vendido oct-18/mar-19 (*****)	DDA oct-18/mar-19
				Cuenta Norte	Cuenta Nuequina	Cuenta Norte					Cuenta Nuequina														
ene-18	10.844.529	2,213.878	24.230.734	0,118835	0,120680	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,10	26.884.160	2.463.426	1,40	3.442.411	0	3.442.411	33.860.230	32.210.191	1.649.039	68.102.206	0,054294		
feb-18	10.608.856	2,213.878	23.465.524	0,118835	0,120680	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,09	35.306.786	4.897.371	1,37	6.840.048	6.833.591	13.673.639	32.210.191	36.828.145	4.617.954	68.102.206	0,054294		
mar-18	13.364.814	2,213.878	29.698.068	0,118835	0,120680	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,09	50.034.158	8.704.381	1,36	11.716.248	11.741.729	23.457.977	36.828.145	38.828.145	2.000.000	68.102.206	0,054294		
abr-18	15.865.045	2,965.815	47.028.087	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,07	71.938.359	11.879.742	1,32	15.693.609	13.032.621	28.726.230	38.828.145	38.828.145	0	68.102.206	0,054294		
may-18	34.357.655	2,965.815	101.896.688	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,06	169.696.416	32.603.052	1,29	42.082.535	35.198.595	77.280.231	131.554.834	131.554.834	0	68.102.206	0,054294		
jun-18	83.926.668	2,965.815	189.591.870	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,05	350.508.289	78.000.079	1,26	98.218.376	82.884.540	181.102.916	236.643.691	236.643.691	0	68.102.206	0,054294		
jul-18	71.378.059	2,965.815	211.694.238	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,04	386.866.728	90.543.220	1,22	110.737.650	84.619.271	205.356.920	268.909.748	268.909.748	0	68.102.206	0,054294		
ago-18	47.369.514	2,965.815	140.459.558	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,03	286.533.745	62.167.795	1,19	73.877.723	63.906.381	137.784.113	166.916.923	166.916.923	0	68.102.206	0,054294		
sep-18	31.719.591	2,965.815	84.074.439	0,142824	0,145776	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	39,30	1,03	180.622.132	43.036.927	1,15	49.682.158	43.514.765	93.203.923	108.634.034	108.634.034	0	68.102.206	0,054294		
<b>Total</b>	<b>299.514.157</b>	<b>862.047.299</b>	<b>862.047.299</b>										<b>1.546.188.772</b>	<b>334.414.973</b>	<b>1,15</b>	<b>412.310.758</b>	<b>391.776.502</b>	<b>764.037.261</b>	<b>1.072.693.332</b>	<b>1.072.693.332</b>	<b>0</b>	<b>39%</b>	<b>68.102.206</b>	<b>0,054294</b>	

(\*) Mix cuentas cuatros bariles  
 (\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (óbilica) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Boletín B 28/09/2018 para los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*) Tipo de cambio según Boletín B 24/09/2018 para el mes de oct-18 y correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Boletín B 28/09/2018 para los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 150% (18er+48) vigente al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*): Tabla de márgenes cubiertos vendidos del año anterior

Anexo II.1 - Segmento: R3 1°-R3 2°-R3 3°  
**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
 Diferencias diarias acumuladas mensualmente  
 Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del período estacional.

Segmento: R3 1°-R3 2°-R3 3°

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST)	Precio Gas PIST Recibido en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Precio Gas PIST Bases y Condiciones			Mk. de compra de Gas (en %)(*)		Tipo de Cambio Fecha Estimada de Pago (**)	Factor de Actualización a promedio banco (***)	Facturación gas PIST Productores	Diferencias Diarias PIST + GR Pagadas	Factor de Actualización a promedio período de recupero (****)	Diferencias Diarias PIST + GR Actualizadas	Diferencias Diarias PIST + GR a Pagar	Diferencias Diarias PIST + GR Actualizadas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas	Variación vs Ventas (RBLD)	Volumen Vendido oct-18mar-19 (*****)	DIDA oct-18mar-19 (RBLD de 9.300 local)	
				Cuentas Norte	Cuentas Nequitas	Cuentas Norte	Cuentas Nequina														
ene-18	6.763.272	3.198832	21.654.572	0,171979	0,174562	0,00%	100,00%	20,21	39,90	1,10	23.860.175	2.225.603	1,40	3.110.077	0	3.110.077	30.232.330				
feb-18	9.328.087	3.198832	29.836.885	0,171979	0,174562	0,00%	100,00%	23,20	39,90	1,09	44.806.795	6.388.178	1,37	8.735.160	8.698.633	17.433.792	40.923.384				
mar-18	16.041.118	3.198832	52.119.850	0,171979	0,174562	0,00%	100,00%	26,00	39,90	1,08	54.374.983	9.484.341	1,35	12.766.118	12.770.792	25.536.910	43.233.976				
abr-18	13.106.293	3.904364	51.171.740	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	27,22	39,90	1,07	78.280.174	12.827.015	1,32	17.077.100	14.181.419	31.258.519	67.599.896				
may-18	25.988.495	3.904364	105.284.823	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	29,82	39,90	1,06	175.355.628	33.890.333	1,29	43.496.282	36.370.472	79.866.753	136.942.059				
jun-18	46.284.353	3.904364	180.710.982	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	34,58	39,90	1,05	334.086.145	74.375.058	1,28	93.617.709	79.022.127	172.641.836	227.465.325				
jul-18	52.617.405	3.904364	205.437.504	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	35,55	39,90	1,04	385.127.427	87.867.171	1,22	107.484.744	81.802.761	189.287.495	251.257.636				
ago-18	43.814.248	3.904364	171.056.771	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	36,50	39,90	1,03	324.813.482	75.714.637	1,19	88.976.247	77.832.984	167.808.331	203.288.909				
sep-18	25.848.670	3.904364	116.543.978	0,188217	0,191908	0,00%	100,00%	37,50	39,90	1,03	223.763.460	53.314.998	1,15	61.961.057	53.904.487	115.865.543	134.589.466				
<b>Total</b>	<b>236.772.943</b>		<b>913.819.183</b>								<b>1.644.370.279</b>	<b>365.988.330</b>		<b>437.804.482</b>	<b>374.682.765</b>	<b>812.387.257</b>	<b>1.134.612.860</b>			<b>57.639.304</b>	<b>7.637.691</b>

(\*) Mix cuenta cuatro tarifario

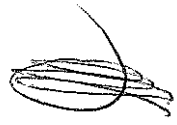
(\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (dólares) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Reflex al 28/09/2018 para los meses de jun-18 en adelante

(\*\*\*) Tipo de cambio según Reflex al 24/09/2018 para el promedio período de pago (28/02/2018)

(\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 150% (Libro-4%) vigente al 24/09/2018

(\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y al 24/09/2018

(\*\*\*\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior



Anexo II.1 - Segmento: R3 4°  
 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
 Diferencias diarias acumuladas mensualmente  
 Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del período establecido.

Segmento: R3 4°

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST)	Precio Gas PIST Reconocido en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Precio Gas PIST Bases y Condiciones				Mix de compra de Gas (en %)		Tipo de Cambio Fecha de Pago (*)	% Pagado/ estimado a pagar en cada período tarifario	Tipo de Cambio Estímulo de Pago (**)	Factor de Actualización a promedio de pago (***)	Facturación gas PIST Productores	Diferencias Días PIST + GR Pagadas	Factor de Actualización al promedio período de recupero (****)	Diferencias Días PIST+GR Actualizadas	Diferencias Días PIST+GR a Pagar	Diferencias Días PIST+GR Actualizadas	Rescaudación gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas	Variación vs Ventas (RBLD)	Volumen Vendido oct-18/mar-19 (*****)	DDA oct-18/mar-19
				Cuenta Norte	Cuenta Nequina	Cuenta Norte	Cuenta Nequina	%	%														
ene-18	5.622.854	3.970.644	23.158.803	0,213313	0,216534	0,00%	100,00%	20,21	100%	38,90	1,10	25.538.414	2.377.606	1,40	3.322.486	0	3.322.486	32.982.310					
feb-18	5.420.861	3.970.644	21.523.845	0,213313	0,216534	0,00%	100,00%	23,30	79%	38,90	1,09	32.385.657	4.590.252	1,37	8.395.411	6.272.570	11.068.338	29.518.389					
mar-18	7.005.823	3.970.644	27.816.927	0,213313	0,216534	0,00%	100,00%	26,00	71%	38,90	1,08	47.081.812	8.208.548	1,35	11.048.872	11.068.338	22.105.209	37.442.154					
abr-18	8.086.240	4.587.628	37.105.837	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	27,22	75%	39,90	1,07	56.762.769	9.373.682	1,32	12.383.006	10.283.281	22.666.286	49.018.281					
may-18	17.037.878	4.587.628	78.117.568	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	29,92	68%	38,90	1,05	130.085.231	24.884.642	1,29	32.869.612	25.983.021	58.852.633	106.854.560					
jun-18	34.282.840	4.587.628	157.276.916	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	34,58	59%	38,90	1,05	280.764.596	64.730.316	1,28	81.377.638	68.787.384	150.238.002	197.988.316					
jul-18	36.855.097	4.587.628	169.077.475	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	35,55	57%	38,90	1,04	316.984.366	72.316.701	1,22	89.444.731	75.571.181	164.015.922	206.787.888					
ago-18	34.918.763	4.587.628	180.184.293	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	36,50	56%	38,90	1,03	303.982.037	70.802.437	1,19	84.257.821	72.865.307	157.142.928	190.368.491					
sep-18	24.564.880	4.587.628	112.683.813	0,221432	0,225492	0,00%	100,00%	37,50	54%	38,90	1,03	216.370.778	51.653.574	1,16	58.827.202	52.123.691	111.950.793	130.183.677					
<b>Total</b>	<b>175.998.854</b>		<b>786.965.233</b>									<b>1.449.944.700</b>	<b>309.046.785</b>	<b>1,16</b>	<b>379.926.576</b>	<b>323.932.662</b>	<b>702.999.238</b>	<b>974.444.877</b>		<b>39%</b>	<b>43.928.865</b>	<b>8.628.641</b>	

(\*) Mix cuenca cuadro tarifario

(\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (dólares) correspondiente a día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Rowat al 29/08/2018 para los meses de jun-18 en adelante

(\*\*\*) Tipo de cambio según Fofar al 24/03/2018 para el promedio periodo de pago (29/08/2018)

(\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones. 150% (Línea 486) vigente al 24/08/2018

(\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Fianza Fijo Electrónico) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/08/2018

(\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior

**Anexo II.1 - Segmento: SGP1-SQP2**  
**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
 Diferencias diarias acumuladas mensualmente  
 Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del periodo estacional.  
 Segmento: SGP1-SQP2

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST) (m3 de 2,300 kcal)	Precio Gas PIST Reconocido en Tarifas (M3 de 2,300 kcal)	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	MIX de compra de Gas (en %) (*)			Precio Gas PIST Bases y Condiciones (M3 de 2,300 kcal)	Cuentas Nequitas			Tipo de Cambio Fecha de Pago (**)	% Pagado/ estimado a pagar a TC del contrato tarifario	Tipo de Cambio Estima de Pago (***)	Factor de Actualización en el periodo de pago (****)	Facturación gas PIST Producciones	Diferencias Diarias PIST + GR Pagadas	Factor de Actualización a promedio periodo de recupero (****)	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas	Diferencias Diarias PIST+GR TOTAL Actualizadas	Diferencias Diarias PIST + GR a Pagar	Variación vs Ventas (RBLD) %	Volumen Vendido oct-18/mar-19 (*****) (m3 de 2,300 kcal)	DDA oct-18/mar-19
				Cuenta Nequitas	Cuenta Norte	Cuenta Sur		Cuenta Nequitas	Cuenta Norte	Cuenta Sur													
ene-18	3.287.828	1.234.071	4.057.534	0,066061	0,067168	0,067168	100,00%	20,21	39,90	1,10	4.463.228	405.694	1,40	566.920	566.920	0	566.920	566.920	1.638.736	3,271.564	5.670.032	27.414.863	2.647.715
feb-18	4.575.880	1.234.071	5.646.961	0,066061	0,067168	0,067168	100,00%	23,30	39,90	1,09	8.476.262	1.180.665	1,37	1.632.828	1.632.828	1,35	2.331.599	2.331.599	2.342.591	4.674.191	7.966.893		
mar-18	4.785.199	1.234.071	5.918.850	0,066061	0,067168	0,067168	100,00%	26,00	39,90	1,08	9.993.658	1.732.217	1,35	2.331.599	2.331.599	1,32	2.279.172	2.279.172	1.892.704	4.171.876	8.022.128		
abr-18	3.557.024	1.914.640	6.829.567	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	27,22	39,90	1,07	10.447.557	1.725.287	1,29	6.833.904	6.833.904	1,26	16.024.353	16.024.353	13.522.634	29.546.987	38.824.777		
may-18	8.640.455	1.914.640	18.543.361	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	29,92	39,90	1,06	27.550.942	5.293.246	1,22	15.744.305	15.744.305	1,19	15.638.441	15.638.441	13.927.709	29.166.150	35.932.897		
jun-18	16.155.480	1.914.640	30.931.928	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	34,58	39,90	1,05	57.185.189	12.730.828	1,22	11.536.055	11.536.055	1,15	11.536.055	11.536.055	10.101.273	21.637.330	25.217.263		
jul-18	15.719.911	1.914.640	30.997.970	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	35,55	39,90	1,04	56.423.747	12.873.129	1,15	11.536.055	11.536.055	1,15	11.536.055	11.536.055	10.101.273	21.637.330	25.217.263		
ago-18	15.529.022	1.914.640	29.732.486	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	36,50	39,90	1,03	56.419.878	13.159.683	1,15	11.536.055	11.536.055	1,15	11.536.055	11.536.055	10.101.273	21.637.330	25.217.263		
sep-18	11.406.541	1.914.640	21.835.419	0,091894	0,094109	0,094109	100,00%	37,50	39,90	1,03	41.931.902	9.990.609	1,15	11.536.055	11.536.055	1,15	11.536.055	11.536.055	10.101.273	21.637.330	25.217.263		
<b>Total</b>	<b>83.678.437</b>		<b>161.898.076</b>								<b>272.891.583</b>	<b>59.101.256</b>		<b>72.597.678</b>	<b>62.192.631</b>		<b>134.700.210</b>	<b>188.659.042</b>		<b>39%</b>			

(\*) Mix cuencia cuadro tarifario  
 (\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (divisa) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Reflex al 20/09/2018 para los meses de Jun-18 en adelante  
 (\*\*\*) Tipo de cambio según Reflex al 24/08/2018 para el promedio periodo de pago (28/02/2018)  
 (\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 150% (Libor+4%) vigente al 24/08/2018  
 (\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/08/2018  
 (\*\*\*\*\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior

Anexo II.1 - Segmento: SGP3  
 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
 Diferencias diarias acumuladas mensualmente  
 Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del periodo estacional.

Segmento: SGP3

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST) (m3 de 5.300 kcal)	Precio Gas PIST Reconocido en Tarifas (\$m3 de 5.300 kcal)	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas \$	Precio Gas PIST Bases y Condiciones (USD de 5.300 kcal)			MIX de compra de Gas (en %)(*)		Tipo de Cambio Fecha de Pago (**) (USD)	% Pagado/ estimado a pagar a TC cuando venció el contrato	Tipo de Cambio Fecha de Pago (**)	Factor de Actualización n a promedio periodo de pago (***)	Facturación gas PIST + GR Pagados Producers \$	Diferencias Diarias PIST + GR Pagados \$	Factor de Actualización a promedio periodo de recupero (****)	Diferencias Diarias PIST + GR Actualizadas \$ de feb-19	Diferencias Diarias PIST + GR TOTAL Actualizadas \$ de feb-19	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas \$ de feb-19	Verificación vs Ventas (RBLD) %	Volumen Vendido-18/mar-19 (*****)	ODA oct-18/mar-19 (m3 de 5.300 kcal) (*****)
				Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche														
ene-18	1.587.207	2.403.713	3.815.431	0,128169	0,131014	0,00%	100,00%	20,21	100%	39,90	1,70	4.202.860	387.429	1,40	541.397	0	541.397	5.331.715			
feb-18	2.649.544	2.403.713	6.968.743	0,129169	0,131014	0,00%	79%	23,30	79%	39,90	1,09	9.573.215	1.351.737	1,37	1.853.872	1.852.734	3.706.606	8.734.564			
mar-18	3.320.753	2.403.713	7.992.138	0,129169	0,131014	0,00%	71%	26,00	71%	39,90	1,08	13.496.492	2.347.337	1,35	3.159.563	3.167.017	6.326.580	10.744.122			
abr-18	782.271	3.153.525	2.466.912	0,152050	0,155002	0,00%	75%	27,23	75%	39,90	1,07	3.773.769	623.192	1,32	823.261	603.656	1.506.926	3.259.869			
may-18	1.185.613	3.153.525	3.738.860	0,152050	0,155002	0,00%	68%	29,82	68%	39,90	1,06	6.226.613	1.196.293	1,29	1.544.487	1.291.460	2.835.947	4.827.068			
jun-18	2.189.901	3.153.525	6.905.907	0,152050	0,155002	0,00%	59%	34,68	59%	39,90	1,05	12.767.248	2.842.256	1,26	3.577.620	3.019.052	6.596.702	8.692.635			
jul-18	976.257	3.153.525	3.078.650	0,152050	0,155002	0,00%	57%	35,65	57%	39,90	1,04	5.771.452	1.316.762	1,22	1.610.448	1.376.039	2.986.487	3.765.301			
ago-18	3.876.402	3.153.525	12.224.332	0,152050	0,155002	0,00%	56%	36,50	56%	39,90	1,03	23.166.889	5.410.523	1,19	6.429.649	5.561.835	11.991.484	14.823.907			
sep-18	2.972.871	3.153.525	9.374.078	0,152050	0,155002	0,00%	54%	37,50	54%	39,90	1,03	17.998.149	4.288.328	1,15	4.951.590	4.335.743	9.287.334	10.823.937			
<b>Total</b>	<b>19.540.621</b>		<b>66.955.053</b>									<b>97.006.487</b>	<b>18.763.858</b>		<b>24.491.887</b>	<b>21.267.877</b>	<b>45.779.463</b>	<b>70.705.167</b>	<b>35%</b>	<b>12.364.063</b>	<b>1.980.933</b>

(\*) Mix cuencia cuadró tarifario  
 (\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (dólares) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Rofex al 29/09/2018 para los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*) Tipo de cambio según Rofex al 24/08/2018 para el promedio periodo de pago (28/02/2018)  
 (\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 180% (Libor+4%), vigente al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y al 24/08/2018  
 (\*\*\*\*\*\*) Total de metros cúbicos vendidos de año anterior



**Anexo II.1 - Segmento: Gas Spot**  
**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**Diferencias diarias acumuladas mensualmente**  
**Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del periodo estacional.**

Segmento: Gas Spot

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST) (m³ de 9.300 kcal)	Precio Gas PIST Prometido Recobrado en Tarifas (línea de 9.300 kcal)	Precio Gas PIST Prometido Comproado para Término Cuyana (€/USD)	Precio Gas PIST SPOT (€/USD)	Diferencias SPOT/Término o USD	Tipo de Cambio Fecha de Pago (*) (€/USD)	% Pagado/ estimado a pagar a TC cobrado tarifario	Tipo de Cambio Fecha Estimada de Pago (**) (€/USD)	Factor de Actualización a promedio periodo de pago (***)	Diferencias Diarias PIST + GR Pagadas \$	Factor de Actualización a promedio periodo de recupero (****)	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas \$ de feb-19	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas \$ de feb-19	Diferencias Diarias PIST+GR TOTAL Actualizadas \$ de feb-19	Recaudación Gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas \$ de feb-19	Variación vs Ventas (RBLD) %	Volumen Vendido oct-19/mar-19 (m³ de 9.300 kcal)	DDA oct-19/mar-19	
ene-18	0	0	0	0	0	1,10	39,90	1,10	1,40	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
feb-18	0	0	0	0	0	1,09	39,90	1,09	1,37	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
mar-18	0	0	0	0	0	1,08	39,90	1,08	1,35	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
abr-18	0	0	0	0	0	1,07	39,90	1,07	1,32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
may-18	0	0	0	0	0	1,06	39,90	1,06	1,29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
jun-18	0	0	0	0	0	1,05	39,90	1,05	1,26	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
jul-18	1.100.000	3.488.576	0,171471	0,168392	-3,387	35,55	57%	7,064.762	1,22	1.572.401	1,923,104	1.923,104	1.923,104	1.654,324	4.663,324	3.578,028	0	0	
ago-18	0	0	0	0	0	1,03	39,90	1,03	1,19	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
sep-18	0	0	0	0	0	1,03	39,90	1,03	1,15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>1.100.000</b>	<b>3.488.576</b>	<b>0,171471</b>	<b>0,168392</b>	<b>-3,387</b>	<b>35,55</b>	<b>57%</b>	<b>7.064.762</b>	<b>1,22</b>	<b>1.572.401</b>	<b>1,923,104</b>	<b>1.923,104</b>	<b>1.923,104</b>	<b>1.654,324</b>	<b>4.663,324</b>	<b>3.578,028</b>	<b>209.507.000</b>	<b>41%</b>	<b>0,009179</b>

(\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (divisas) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Refex al 29/09/2019 para los meses de jun-18 en adelante

(\*\*) Tipo de cambio según Refex al 24/09/2019 para el promedio periodo de pago (28/02/2019)

(\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 150% (Libor+4%) vigente al 24/09/2019

(\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y a 24/09/2019

(\*\*\*\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior

Anexo II.2 - Resumen del período  
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
Diferencias diarias acumuladas y comparativa respecto a las ventas acumuladas del período estacional. Resumen del período

Período: ene-18 a sep-18

Segmento	Volumen Comprado ene-18 a sep-18 (m3 de 9.300 Kcal)		Volumen Comprado Incluido en Renegociación (m3 de 9.300 Kcal)		Volumen no incluido en la Renegociación				Volumen incluido en la Renegociación				Diferencia	Tipo de Cambio Diferencia (USD)	Diferencia Actualizada (*)	Volumen Vendido ene- 19(d de 9.300 Kcal)	DDA ene-19/dic-20 (m3 de 9.300 Kcal)											
	297.425.972	297.425.972	262.507.476	262.507.476	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas						Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas	Recaudación gas PIST + GR en Tarifas						
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	297.425.972	297.425.972	262.507.476	262.507.476	77.304.626	77.304.626	112.035.103	112.035.103	34.730.477	34.730.477	40.574.027	40.574.027	105.808.566	105.808.566	39%	68.102.205	68.102.205	15.064.832	15.064.832	16.879.141	16.879.141	522.851.024	522.851.024	31,47	522.851.024	522.851.024	527.075.711	527.075.711
R3 1°-R3 2°-R3 3°	295.807.577	295.807.577	210.675.099	210.675.099	83.583.406	83.583.406	123.141.953	123.141.953	39.546.547	39.546.547	46.080.779	46.080.779	114.369.600	114.369.600	40%	57.699.304	57.699.304	16.879.141	16.879.141	13.563.890	13.563.890	468.103.003	468.103.003	31,47	468.103.003	468.103.003	526.022.028	526.022.028
R3 4°	172.378.483	172.378.483	152.120.106	152.120.106	81.674.837	81.674.837	121.967.583	121.967.583	40.292.746	40.292.746	46.780.119	46.780.119	110.872.973	110.872.973	42%	43.928.585	43.928.585	2.804.773	2.804.773	2.804.773	2.804.773	30.140.737	30.140.737	31,47	30.140.737	30.140.737	401.476.023	401.476.023
SGP1-SGP2	82.927.406	82.927.406	70.267.401	70.267.401	18.166.313	18.166.313	21.272.857	21.272.857	9.108.255	9.108.255	10.574.593	10.574.593	24.310.461	24.310.461	45%	22.394.053	22.394.053	711.953	711.953	711.953	711.953	24.437.205	24.437.205	31,47	24.437.205	24.437.205	168.376.333	168.376.333
SGP3	13.244.900	13.244.900	11.787.295	11.787.295	3.637.439	3.637.439	2.094.762	2.094.762	3.227.328	3.227.328	3.378.038	3.378.038	4.693.324	4.693.324	76%	209.507.000	209.507.000	47.804.689	47.804.689	47.804.689	47.804.689	1.657.055.482	1.657.055.482	31,47	1.657.055.482	1.657.055.482	1.599.323.790	1.599.323.790
SGP4	1.100.000	1.100.000	707.357.376	707.357.376	290.195.963	290.195.963	414.415.119	414.415.119	134.215.152	134.215.152	155.860.211	155.860.211	392.004.338	392.004.338	41%	209.507.000	209.507.000	0,744988	0,744988	0,744988	0,744988	2.879.189.468	2.879.189.468	31,47	2.879.189.468	2.879.189.468	1.699.323.790	1.699.323.790
Totál	895.985.019	895.985.019	707.357.376	707.357.376	290.195.963	290.195.963	414.415.119	414.415.119	134.215.152	134.215.152	155.860.211	155.860.211	392.004.338	392.004.338	41%	209.507.000	209.507.000	0,744988	0,744988	0,744988	0,744988	2.879.189.468	2.879.189.468	31,47	2.879.189.468	2.879.189.468	1.699.323.790	1.699.323.790

(\*) Actualizado al promedio del período de recupero según tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día habi de cada mes y al 26/06/2018

(\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior

(\*\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (dólares) vigente al 01/10/2018 estimado según Reuters al 24/09/2018. Para sep-18 se utiliza el TC 31,47 \$USD y la diferencia se compensará en el siguiente período estacional

Anexo 12 - Segmento FI-REI y FI-REZ-RE-3\*  
 Diferencia de flujo acumulada mensualmente  
 Memoria de flujo comparativo respecto a las ventas acumuladas del periodo etalonado.

Segmento FI-REZ-RE-3\*

Mes de Inyección	Cuentas Inyección (FI-REI)	Volumen Compraventa (Millones de Pesos)	Precio de Reconocimiento en Tarifa (Millones de Pesos)	Precio de Reconocimiento en Tarifa				Reconocimiento en Tarifa	Cuentas de Reconocimiento				Tipo de Cambio Fecha de Pago (*)	Factor de Actualización periodo (**)	Reservas en Tarifa	Diferencia Diferencia OR a Pagar	Diferencia Diferencia OR a Pagar Actualizadas	Diferencia Diferencia OR a Pagar Actualizadas	Tipo de Cambio Diferencia (****)	Diferencia Diferencia Actualizada	Factor de Actualización periodo (****)	Diferencia Diferencia Actualizada	Volumen Volumen (Millones de Pesos)	
				Cuenta Nueva	Cuenta Nueva	Cuenta Nueva	Cuenta Nueva		Cuenta Nueva	Cuenta Nueva	Cuenta Nueva	Cuenta Nueva												
ene-18	10.844.233	0	2.218.879	24.252.774	0,11835	0,11835	0,11835	0,00%	100,00%	20,21	100%	39,50	1,00	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
feb-18	10.868.453	0	2.218.879	23.465.874	0,11835	0,11835	0,11835	0,00%	100,00%	20,21	79%	39,50	1,00	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
mar-18	13.864.454	15.856,00	2.218.879	23.544.088	0,11835	0,11835	0,11835	0,00%	100,00%	26,00	71%	39,50	1,08	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
abr-18	13.864.454	15.856,00	2.218.879	23.544.088	0,11835	0,11835	0,11835	0,00%	100,00%	27,22	76%	39,50	1,07	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
may-18	13.864.454	15.856,00	2.218.879	23.544.088	0,11835	0,11835	0,11835	0,00%	100,00%	27,22	76%	39,50	1,07	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jun-18	65.926.659	63.676.866	2.968.115	0	0,142824	0,142824	0,142824	0,00%	100,00%	34,58	59%	39,50	1,06	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
jul-18	71.378.699	71.378.699	2.968.115	0	0,142824	0,142824	0,142824	0,00%	100,00%	35,55	57%	39,50	1,04	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ago-18	71.378.699	71.378.699	2.968.115	0	0,142824	0,142824	0,142824	0,00%	100,00%	35,55	57%	39,50	1,04	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ago-18	29.831.104	29.831.104	2.968.115	0	0,142824	0,142824	0,142824	0,00%	100,00%	35,55	57%	39,50	1,04	35.200,00	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	237.242.572	237.242.572	77.584.826	0	0,142824	0,142824	0,142824	0,00%	100,00%	31,47	65%	39,50	1,02	112.925.933	16.162.117	0	0	0	0	0	0	0	0	0

\*) Los cambios de tipo de cambio se realizaron de acuerdo a la tasa de cambio de la moneda local respecto a la moneda extranjera.  
 \*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.  
 \*\*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.

\*) Los cambios de tipo de cambio se realizaron de acuerdo a la tasa de cambio de la moneda local respecto a la moneda extranjera.  
 \*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.  
 \*\*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.

\*) Los cambios de tipo de cambio se realizaron de acuerdo a la tasa de cambio de la moneda local respecto a la moneda extranjera.  
 \*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*) Tipo de cambio según Bases y Condiciones, 15% (Libro e-6) vigente al 30/09/2018.  
 \*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.  
 \*\*\*\*\*) Tipo de cambio de acuerdo a la Nación Argentina para el periodo de comparación.



Mes de Operación	Volume Comprobado (PST)	Volume Creado en Responsabilidad (PST)	Fecha Gas PST Remitido en Tarifas (mm/aa)	Resolución Gas PST + GR en Tarifas	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Cuenta Noche	Fecha de Cambio de Fecha de Pago (*)	Factor de Actualización promedio período de pago	Producción para el período	Diferencia entre el Gas PST y GR pagado	Diferencias a principio de período	Diferencias de Días por Diferencias de Tarifas	Diferencias de Días por Diferencias de Tarifas	Diferencias de Días por Diferencias de Tarifas	Diferencias de Días por Diferencias de Tarifas	Recuperación en Tarifas (GR + PST + GR)	Diferencia de Volumen de venta (m³)	Volume de venta (m³)	Importe Pagado al Proveedor	Diferencia de Importe	Volume de Cambio de Precio	Diferencia de Volumen	Diferencia de Volumen	Diferencia de Volumen	Diferencia de Volumen				
ago-18	5.629.881	0	3.976.644	23.188.285	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	23/30	1,00	62.540,00	62.540,00	0,00	62.540,00	0,00	0,00	62.540,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
ago-18	7.605.823	8.185.406	3.976.644	21.624.245	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	23/30	1,09	32.388.467	4.890.292	1,32	8.235.411	5.272.430	0,00	32.388.467	32.388.467	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
ago-18	1.033.238	1.228.119	3.976.644	27.816.927	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	23/30	1,03	47.281.612	6.305.566	1,25	11.048.972	11.055.938	0,00	47.281.612	47.281.612	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ago-18	34.342.840	37.322.340	4.890.292	30.274.582	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	30/30	1,06	18.862,00	0,00	1,29	4.735,00	4.711,00	0,00	18.862,00	18.862,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ago-18	38.855.027	38.855.027	4.890.292	31.755.235	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	30/30	1,04	0,00	3.776,00	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ago-18	34.816.953	34.816.953	4.890.292	31.755.235	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	30/30	1,00	0,00	0,00	1,18	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
ago-18	172.176.183	182.120.104	4.890.292	31.755.235	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	31/47	1,03	171.997.693	18.927.626	1,15	35.100.229	21.550.090	0,00	171.997.693	171.997.693	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>																																	

(\*) Mes cuencas usadas según  
 (\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)

(\*) Mes cuencas usadas según  
 (\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)

(\*) Mes cuencas usadas según  
 (\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de campo vendido (Barras y Conexión)





Anexo 12 - Seguimiento GEP3  
 DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
 Diferencias en cuanto a acumulados mensualmente  
 Movimiento de Cuentas -comparativo respecto a las ventas acumuladas del período establecido.  
 Seguimiento GEP3

Voluntades Incluidas en la Reconciliación													
Mes de Inyección	Voluntad Comprada (PBT)	Voluntad Vendida (PBT)	Reconciliación PBT en Urdup	Reconciliación PBT en Tallas	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte	Cuentas Norte
	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD	USD
ene-18	1.500.507	0	2.093.713	3.819.431	0,137659	0,131814	0,00%	100,00%	20,31	100%	39,80	1,10	4.202.860
feb-18	3.320.753	0	2.063.713	7.882.138	0,145693	0,137134	0,00%	100,00%	23,59	79%	39,80	1,09	9.573.215
mar-18	782.271	0	3.163.525	3.945.796	0,152089	0,155023	0,00%	100,00%	27,22	75%	39,80	1,07	13.696.726
abr-18	1.185.613	1.185.613	3.153.525	0	0,152089	0,155022	0,00%	100,00%	29,82	69%	39,80	1,06	0
may-18	2.169.301	2.169.301	3.153.525	0	0,152089	0,155022	0,00%	100,00%	34,58	59%	39,80	1,05	0
jun-18	3.876.402	3.876.402	3.153.525	0	0,152089	0,155022	0,00%	100,00%	35,55	57%	39,80	1,04	0
ago-18	2.775.851	2.775.851	3.153.525	0	0,152089	0,155022	0,00%	100,00%	31,47	65%	39,80	1,02	0
<b>Total</b>	<b>19.344.930</b>	<b>11.797.235</b>	<b>18.186.313</b>	<b>18.186.313</b>									<b>27.272.657</b>

(\*) Movimientos en euros u dólares  
 (\*\*) Tipo de cambio según Banco de la Nación Argentina (dólares) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondientes a la estimación tipo de cambio al verificarse de la factura según Índice de los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*) Tipo de cambio según Banco de la Nación Argentina (euros) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondientes a la estimación tipo de cambio al verificarse de la factura según Índice de los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*\*) Tipo de cambio según Banco de la Nación Argentina (euros) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondientes a la estimación tipo de cambio al verificarse de la factura según Índice de los meses de jun-18 en adelante  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (dólares) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de cambio comprador Banco de la Nación Argentina (dólares) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (euros) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*) Tipo de cambio comprador Banco de la Nación Argentina (euros) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/09/2018  
 (\*\*\*\*\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (euros) vigente al último día hábil de cada mes y al 24/09/2018

Anexo II.2 - Segmento: Gas Spot  
DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
Diferencias diarias acumuladas mensualmente

Memoria de Cálculo - comparativa respecto a las ventas acumuladas del período estacional.

Segmento: Gas Spot

Mes de Inyección	Volumen Comprado (Inyección PIST) (m3 de 9.300 kcal)	Precio Gas PIST Promedio Reconocido en Tarifas (m3 de 9.300 kcal)	Recaudación en Gas PIST + GR en Tarifas	Precio Gas PIST Promedio Compra a Término Cuyana (USD)	Precio Gas SPOT (USD)	Diferencias SPOT (USD)	Tipo de Cambio Fecha de Pago (USD)	% pagador estimado a pagar a tarifa	Tipo de Cambio Fecha de Pago (USD)	Diferencias PIST + GR pagadas	Factor de Actualización a promedio período de recuento (****)	Diferencias Diarias PIST+GR Actualizadas \$ de feb-19	Diferencias Diarias PIST+GR TOTAL Actualizadas \$ de feb-19	Recaudación Gas PIST + GR en Tarifas Actualizadas \$ de feb-19	Varización vs Ventas (RBLD) %	Volumen Vendido oct-18/mar-19 (****)	DDA oct-18/mar-19 (m3 de 9.300 kcal) (\$m3 de 9.300 kcal)
ene-18																	
feb-18																	
mar-18																	
abr-18																	
may-18																	
jun-18																	
jul-18	1.100.000	3.488578	3.837.436	0,171471	0,168582	-3.387	35,55	57%	39,90	1.572.401	1,22	1.923.104	3.578.028	4.693.324			
ago-18																	
sep-18																	
<b>Total</b>	<b>1.100.000</b>		<b>3.837.436</b>			<b>-3.387</b>			<b>39,90</b>	<b>1.572.401</b>	<b>1,15</b>	<b>1.923.104</b>	<b>3.578.028</b>	<b>4.693.324</b>	<b>41%</b>	<b>209.507.000</b>	<b>0,099172</b>

(\*\*) Tipo de cambio vendedor Banco de la Nación Argentina (divisas) correspondiente al día anterior a la fecha del efectivo pago de la factura para los meses de ene-18 a may-18 y correspondiente a la estimación tipo de cambio al vencimiento de la factura según Rollex al 29/08/2018 para los meses de jun-18 en adelante

(\*\*\*) Tipo de cambio según Rollex al 24/08/2018 para el promedio período de pago (28/02/2019)

(\*\*\*\*) Tasa de mora según Bases y Condiciones: 150% (Libor+4%) vigente al 24/08/2018

(\*\*\*\*\*) Tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo (Tasa Plazo Fijo Electrónico) vigente el último día hábil de cada mes y al 24/08/2018

(\*\*\*\*\*\*) Total de metros cúbicos vendidos del año anterior



ANEXO III. CT Cuyo Oct-18

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES. P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	20,986964	20,929416	20,920890
R2 1*	20,986964	20,929416	20,920890
R2 2*	21,283563	21,220261	21,210882
R2 3*	21,286000	21,241518	21,231286
R3 1*	25,907562	25,828997	25,815060
R3 2*	25,907562	25,828997	25,815060
R3 3*	26,096826	26,277103	26,829271
R3 4*	29,033558	29,213835	28,766004
P1 y P2	12,201170	12,209912	12,204685
0 a 1.000 m3	12,201170	12,209912	12,204685
1001 a 9.000 m3	12,094252	12,104507	12,098395
más de 9.000 m3	11,987349	11,994986	11,990434
P3	13,385489	13,397292	13,390236
0 a 1.000 m3	13,385489	13,397292	13,390236
1001 a 9.000 m3	13,241151	13,252227	13,245624
más de 9.000 m3	13,096331	13,107142	13,100895
GNC INTERRUMPIBLE	9,567221	9,573054	9,569564
GNC FIRME	9,828484	9,834316	9,830828
SDB (3)	2,092881	1,617154	1,805919

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
GNC FIRME	4,137913	4,137913	4,137913

CARGO FLUJO POR FACTURA

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	238,717792	235,013691	234,466590
R2 1*	252,188524	248,484423	247,937323
R2 2*	288,237612	284,216016	283,622021
R2 3*	325,741069	321,507810	320,882552
R3 1*	423,862824	419,417902	418,761382
R3 2*	491,216487	486,771566	486,115046
R3 3*	657,609791	652,528881	651,779572
R3 4*	1,061,731773	1,058,651862	1,055,901593
P1 y P2	601,561732	602,694393	602,012489
P3	2,255,604896	2,257,001398	2,256,287362
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,597961	8,823,345776	8,822,899503
GNC FIRME	8,822,597961	8,823,345776	8,822,899503
SDB (3)	13,615,181863	13,615,916791	13,615,478286

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

Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	7,240509	7,240509	7,240509
R3 1*-R3 2*-R3 3*	8,700780	8,700780	8,700780
R3 4*	9,689505	9,689505	9,689505
P1 - P2	5,399960	5,399960	5,399960
P3	7,544732	7,544732	7,544732
GNC	9,020214	9,020214	9,020214

Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	11,236058	11,236058	11,236058
R3 1*-R3 2*-R3 3*	14,096750	14,096750	14,096750
R3 4*	16,020134	16,020134	16,020134
P1 - P2	4,933397	4,933397	4,933397
P3	3,719701	3,719701	3,719701
GNC	0,000000	0,000000	0,000000

Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	18,476567	18,476567	18,476567
R3 1*-R3 2*-R3 3*	22,797530	22,797530	22,797530
R3 4*	25,709639	25,709639	25,709639
P1 - P2	10,333357	10,333357	10,333357
P3	11,264434	11,264434	11,264434
GNC	9,020214	9,020214	9,020214

Costo de Gas retenido (\$/m3)

CATEGORIA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	0,180326	0,180326	0,180326
R3 1*-R3 2*-R3 3*	0,216695	0,216695	0,216695
R3 4*	0,241319	0,241319	0,241319
P1 - P2	0,134487	0,134487	0,134487
P3	0,187903	0,187903	0,187903
GNC	0,224650	0,224650	0,224650
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	2,490520%	2,490520%	2,490520%

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):

Todas las categorías	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
	0,397299	0,397299	0,397299

Mix de compra de Gas (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

Mix de compra de Transporte (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

## USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
P3 (5)	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1,138555	1,150358	1,143301
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	0,994217	1,005292	0,998691
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	0,849896	0,860207	0,854051
G	0 a 5.000 m <sup>3</sup>	0,336734	0,342634	0,339119
	más de 5.000 m <sup>3</sup>	0,271092	0,276854	0,273328
ID (3)	0,315121	0,320240	0,317169	
FD (3)	0,181969	0,187074	0,184030	
IT (4)	0,246191	0,250933	0,248104	
FT (4)	0,113039	0,117794	0,114952	

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m<sup>3</sup>/día) (2)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
G	8,759641	8,804620	8,777772
FD (3)	6,376046	6,408890	6,389289
FT (4)	6,686570	6,716022	6,695511

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
P3	13.617,729603	13.618,477416	13.618,031145
G	13.615,181963	13.615,916791	13.615,478266
ID	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FD	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
IT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:  
G : 1.000 m<sup>3</sup>/día; FD-FT: 10.000 m<sup>3</sup>/día; ID-IT: 3.000.000 m<sup>3</sup>/año  
y sujeto a disponibilidad del servicio.

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 m<sup>3</sup> consumido.

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

## TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TE (€/M <sup>3</sup> ) <sup>(*)</sup>
MENDOZA, SAN JUAN Y SAN LUIS	TGN	Neuquén	Cuyana	0,397299

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0,5.

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

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

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	11,720540	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	10,813545
	1001 a 9.000 m3	10,526757
	más de 9.000 m3	10,439936
P3	0 a 1.000 m3	13,783915
	1001 a 9.000 m3	13,686665
	más de 9.000 m3	13,589435
GNC INTERRUMPIBLE	9,342570	
GNC FIRME	9,206534	

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

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	4,137913

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	1,061,731773
P1 y P2	1,061,731773
P3	1,061,731773
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,597961
GNC FIRME	8,822,597961

## 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	7,915642	0,000000	7,915642	1,857437	10,213,7	2,396,7
P1 y P2	7,915642	0,000000	7,915642	1,857437	10,213,7	2,396,7
P3	10,884972	0,000000	10,884972	1,857437	14,174,2	2,396,7
GNC INTERRUMPIBLE	9,020214	0,000000	9,020214	0,000000	-	-
GNC FIRME	9,020214	0,000000	9,020214	0,000000	-	-

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA  
TARIFAS DIFERENCIALES 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	4,688216	
P1 y P2	0 a 1,000 m3	4,245418
	1001 a 9,000 m3	4,210703
	más de 9,000 m3	4,175074
P3	0 a 1,000 m3	5,513566
	1001 a 9,000 m3	5,474676
	más de 9,000 m3	5,435774

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	424,692709
P1 y P2	424,692709
P3	424,692709

Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)

CATEGORÍA / LOCALIDAD	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	46,59%	
P1 y P2	0 a 1,000 m3	57,13%
	1001 a 9,000 m3	57,93%
	más de 9,000 m3	58,75%
P3	0 a 1,000 m3	67,27%
	1001 a 9,000 m3	68,04%
	más de 9,000 m3	68,83%

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	7,895982	7,838434	7,826908
R2 1°	7,865982	7,838434	7,826908
R2 2°	8,192581	8,129279	8,119900
R2 3°	8,195618	8,150536	8,140304
R3 1°	8,459249	8,378684	8,366747
R3 2°	8,459249	8,378684	8,366747
R3 3°	8,648512	8,828790	8,380958
R3 4°	8,648512	8,828789	8,380958
P1 y P2	7,299238	7,307980	7,302753
0 a 1.000 m3	7,192320	7,202575	7,196463
1001 a 9.000 m3	7,085417	7,093054	7,085502
P3	7,499064	7,510867	7,503511
0 a 1.000 m3	7,354726	7,355802	7,358199
1001 a 9.000 m3	7,210406	7,220717	7,214576
GNC INTERRUMPIBLE	7,391051	7,366884	7,363394
GNC FIRME	7,642314	7,648146	7,644658
SDB (3)	2,092881	1,617154	1,609919

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

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
GNC FIRME	4,137913	4,137913	4,137913

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	238,717792	235,013691	234,466590
R2 1°	252,188524	248,484423	247,937323
R2 2°	268,237612	284,216016	283,622021
R2 3°	325,741069	321,507810	320,882552
R3 1°	423,862824	419,417902	418,761382
R3 2°	491,216487	486,771566	486,115046
R3 3°	657,609791	652,529881	651,779572
R3 4°	1,061,731773	1,056,651862	1,056,801553
P1 y P2	801,551732	602,694393	602,012489
P3	2,255,804896	2,257,061386	2,256,287382
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,587981	8,823,345778	8,822,698503
GNC FIRME	8,822,587981	8,823,345778	8,822,698503
SDB (3)	13,615,181963	13,615,916791	13,615,478266

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

## Precio en el Punto de ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	4,703775	4,703775	4,703775
R3 1°-R3 2°-R3 3°	4,703775	4,703775	4,703775
R3 4°	4,703775	4,703775	4,703775
P1 - P2	4,703775	4,703775	4,703775
P3	4,703775	4,703775	4,703775
GNC	6,887169	6,887169	6,887169

## Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,744988	0,744988	0,744988
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,744988	0,744988	0,744988
R3 4°	0,744988	0,744988	0,744988
P1 - P2	0,744988	0,744988	0,744988
P3	0,744988	0,744988	0,744988
GNC	0,000000	0,000000	0,000000

## Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,448764	5,448764	5,448764
R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,448764	5,448764	5,448764
R3 4°	5,448764	5,448764	5,448764
P1 - P2	5,448764	5,448764	5,448764
P3	5,448764	5,448764	5,448764
GNC	6,887169	6,887169	6,887169

## Costo de Gas retenido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,117148	0,117148	0,117148
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,117148	0,117148	0,117148
R3 4°	0,117148	0,117148	0,117148
P1 - P2	0,117148	0,117148	0,117148
P3	0,117148	0,117148	0,117148
GNC	0,171526	0,171526	0,171526
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	2,490520%	2,490520%	2,490520%

## Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):

Todas las categorías	0,397299	0,397299	0,397299
----------------------	----------	----------	----------

## Mix de compra de Gas (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

## Mix de compra de Transporte (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

## USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
P3 (5)	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1,138555	1,150358	1,143301
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	0,994217	1,005292	0,998691
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	0,849896	0,860207	0,854061
G	0 a 5.000 m <sup>3</sup>	0,336734	0,342634	0,339119
	más de 5.000 m <sup>3</sup>	0,271092	0,276654	0,273328
ID (3)	0,315121	0,320240	0,317169	
FD (3)	0,181969	0,187074	0,184030	
IT (4)	0,246191	0,250933	0,248104	
FT (4)	0,113039	0,117784	0,114952	

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m<sup>3</sup>/día) (2)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
G	8,759641	8,804620	8,777772
FD (3)	6,378048	6,409890	6,389289
FT (4)	5,696670	5,716022	5,698511

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
P3	13.617,729603	13.618,477416	13.618,031145
G	13.615,181963	13.615,916791	13.615,476286
ID	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FD	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
IT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:  
G : 1.000 m<sup>3</sup>/día; FD-FT: 10.000 m<sup>3</sup>/día; ID-IT: 3.000.000 m<sup>3</sup>/año  
y sujeto a disponibilidad del servicio.

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 m<sup>3</sup> consumido.

(2) Cargo mensual por cada m<sup>3</sup> diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

## TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TF (\$/M3/IT*)
MENDOZA, SAN JUAN y SAN LUIS	IGN	Niequén	Cuyana	0,397299

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, el valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0.5.

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

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

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	7,701722	
P1 y P2	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	6,594727
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	6,507939
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	6,421118
P3	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	9,034295
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	8,937075
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	8,839815
GNC INTERRUMPIBLE	7,200625	
GNC FIRME	7,073499	

CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m<sup>3</sup>/día)

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	4,137913

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	1,081,731773
P1 y P2	1,081,731773
P3	1,081,731773
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,597961
GNC FIRME	8,822,597961

Composición del precio del gas incluido en cada uno de los cargos por m<sup>3</sup> consumido (en \$/m<sup>3</sup>)

LOCALIDAD / CONCEPTO	Precio de compra reconocido (\$/m <sup>3</sup> de 9.300 kcal.)	Diferencias diarias acumuladas (\$/m <sup>3</sup> de 9.300 kcal.)	Precio final incluido en los cargos (\$/m <sup>3</sup> de 9.300 kcal.)	Costo de transporte (\$/m <sup>3</sup> de 9.300 kcal.)	Precio de compra reconocido (\$/tonelada)	Costo de transporte (\$/tonelada)
R1, R2, R3	3,896824	0,000000	3,896824	1,857437	5,028,2	2,396,7
P1 y P2	3,896824	0,000000	3,896824	1,857437	5,028,2	2,396,7
P3	6,235352	0,000000	6,235352	1,857437	8,045,6	2,396,7
GNC INTERRUMPIBLE	6,887169	0,000000	6,887169	0,000000	-	-
GNC FIRME	6,887169	0,000000	6,887169	0,000000	-	-

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA  
TARIFAS DIFERENCIALES 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	3,080689	
P1 y P2	0 a 1,000 m3	2,637891
	1001 a 9,000 m3	2,603176
	más de 9,000 m3	2,588447
P3	0 a 1,000 m3	3,613718
	1001 a 9,000 m3	3,574830
	más de 9,000 m3	3,535926

CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	424,892709
P1 y P2	424,892709
P3	424,692709

Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m3 consumido (%)

CATEGORÍA / LOCALIDAD	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	48,56%	
P1 y P2	0 a 1,000 m3	57,13%
	1001 a 9,000 m3	57,93%
	más de 9,000 m3	58,75%
P3	0 a 1,000 m3	67,27%
	1001 a 9,000 m3	66,04%
	más de 9,000 m3	68,83%



## ANEXO IV. CT Cuyo Ene-19

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	11,280779	11,223231	11,214705
R2 1°	11,280779	11,223231	11,214705
R2 2°	11,977378	11,514076	11,504897
R2 3°	11,860415	11,535333	11,525101
R3 1°	11,844046	11,763481	11,751544
R3 2°	11,844046	11,763481	11,751544
R3 3°	12,033309	12,213587	11,765755
R3 4°	12,033309	12,213586	11,765755
P1 y P2	0 a 1.000 m3	10,684035	10,682777
	1001 a 9.000 m3	10,677117	10,587372
	más de 9.000 m3	10,470214	10,477851
P3	0 a 1.000 m3	10,883861	10,895664
	1001 a 9.000 m3	10,739523	10,750589
	más de 9.000 m3	10,585203	10,605514
GNC INTERRUMPIBLE	9,862548	9,868381	9,864891
GNC FIRME	10,123811	10,129643	10,126155
SDB (3)	2,092881	1,617154	1,605919

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

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
GNC FIRME	4,137913	4,137913	4,137913

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1	238,717792	235,013681	234,466590
R2 1°	252,168524	248,484423	247,897323
R2 2°	288,237612	284,216016	283,822021
R2 3°	325,741069	321,507810	320,882552
R3 1°	423,862824	419,417902	418,761382
R3 2°	451,216487	486,771566	486,115046
R3 3°	657,609791	652,529881	651,779672
R3 4°	1,061,731773	1,056,651862	1,055,901553
P1 y P2	601,551732	602,694393	602,012489
P3	2,255,804896	2,257,001398	2,256,287362
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,597981	8,823,345776	8,822,899503
GNC FIRME	8,822,597981	8,823,345776	8,822,899503
SDB (3)	13,615,181963	13,615,916791	13,615,478266

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

## Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	6,357396	6,357396	6,357396
R3 1°-R3 2°-R3 3°	6,357396	6,357396	6,357396
R3 4°	6,357396	6,357396	6,357396
P1 - P2	6,357396	6,357396	6,357396
P3	6,357396	6,357396	6,357396
GNC	9,308365	9,308365	9,308365

## Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	2,434981	2,434981	2,434981
R3 1°-R3 2°-R3 3°	2,434981	2,434981	2,434981
R3 4°	2,434981	2,434981	2,434981
P1 - P2	2,434981	2,434981	2,434981
P3	2,434981	2,434981	2,434981
GNC	0,000000	0,000000	0,000000

## Precio incluido en los cargos por m3 consumido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	8,792377	8,792377	8,792377
R3 1°-R3 2°-R3 3°	8,792377	8,792377	8,792377
R3 4°	8,792377	8,792377	8,792377
P1 - P2	8,792377	8,792377	8,792377
P3	8,792377	8,792377	8,792377
GNC	9,308365	9,308365	9,308365

## Costo de Gas retenido (\$/m3)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,158332	0,158332	0,158332
R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,158332	0,158332	0,158332
R3 4°	0,158332	0,158332	0,158332
P1 - P2	0,158332	0,158332	0,158332
P3	0,158332	0,158332	0,158332
GNC	0,231827	0,231827	0,231827
SDB (como % del precio a facturar a sus usuarios)	2,490520%	2,490520%	2,490520%

## Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Todas las categorías	0,397299	0,397299	0,397299

## Mix de compra de Gas (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

## Mix de compra de Transporte (en %)

ORIGEN / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
NOROESTE	0,0%	0,0%	0,0%
NEUQUINA	100,0%	100,0%	100,0%
CHUBUT	0,0%	0,0%	0,0%
SANTA CRUZ	0,0%	0,0%	0,0%
TIERRA DEL FUEGO	0,0%	0,0%	0,0%

## ANEXO IV. CT Cuyo Ene-19

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

## TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

## USUARIOS ABASTECIDOS CON GAS NATURAL (1)

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
P3 (5)	0 a 1.000 m3	1,138555	1,150358	1,143301
	1001 a 9.000 m3	0,994217	1,005292	0,996691
	más de 9.000 m3	0,849896	0,860207	0,854061
G	0 a 5.000 m3	0,336734	0,342634	0,339119
	más de 5.000 m3	0,271092	0,276654	0,273328
ID (3)	0,315121	0,320240	0,317169	
FD (3)	0,181969	0,187074	0,184030	
IT (4)	0,246191	0,250933	0,248104	
FT (4)	0,113039	0,117794	0,114952	

## CARGO POR RESERVA DE CONSUMO (m3/día) (2)

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
G	8,758641	8,804620	8,777772
FD (3)	6,376048	6,408890	6,389289
FT (4)	5,686670	5,719022	5,698511

## CARGO FIJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
P3	13.617,729603	13.618,477416	13.618,031145
G	13.615,181963	13.615,916791	13.615,478266
ID	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FD	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
IT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324
FT	27.093,126217	27.093,897739	27.093,437324

(1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:

G : 1.000 m3/día; FD-FT: 10.000 m3/día; ID-IT: 3.000.000 m3/año

y sujeto a disponibilidad del servicio.

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) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

(5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

## TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

SUBZONA	EMPRESA	RECEPCIÓN	DESPACHO	Tarifa TP (S/M3) (*)
MENDOZA, SAN JUAN y SAN LUIS	TGN	Neuquén	Coyená	0,397298

(\*) En el caso de los usuarios SGP3, al valor de la Ruta de transporte o Mix de transporte se le aplicará el Factor de Carga dividiendo por 0,5.

## ANEXO IV, CT Cuyo Ene-19

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

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

## CARGO POR M3 DE CONSUMO

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	7,701722	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	6,584727
	1001 a 9.000 m3	6,607839
	más de 9.000 m3	6,421118
P3	0 a 1.000 m3	9,034295
	1001 a 9.000 m3	9,937075
	más de 9.000 m3	8,839815
GNC INTERRUMPIBLE	9,630721	
GNC FIRME	9,494665	

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

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	4,137913

## CARGO FLUJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	1,081,731773
P1 y P2	1,081,731773
P3	1,081,731773
GNC INTERRUMPIBLE	8,822,587961
GNC FIRME	8,822,587961

## 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	3,896824	0,000000	3,896824	1,857437	5,028,2	2,386,7
P1 y P2	3,896824	0,000000	3,896824	1,857437	5,028,2	2,386,7
P3	6,235352	0,000000	6,235352	1,857437	8,045,6	2,386,7
GNC INTERRUMPIBLE	9,308365	0,000000	9,308365	0,000000	-	-
GNC FIRME	9,308365	0,000000	9,308365	0,000000	-	-

## ANEXO IV. CT Cuyo Ene-19

DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.  
 DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA  
 TARIFAS DIFERENCIALES 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	3.080689	
P1 y P2	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	2.637891
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	2.603176
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	2.568447
P3	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	3.513718
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	3.574630
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	3.535926

## CARGO FLJO POR FACTURA

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	424.692709
P1 y P2	424.692709
P3	424.692709

Incidencia del Precio del Gas sobre los cargos por m<sup>3</sup> consumido (%)

CATEGORÍA / LOCALIDAD	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	48,58%	
P1 y P2	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	57,13%
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	57,93%
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	59,75%
P3	0 a 1.000 m <sup>3</sup>	67,27%
	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	68,04%
	más de 9.000 m <sup>3</sup>	68,83%

**ANEXO V**  
**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**Importes máximos de Tasas y Cargos autorizados a cobrar**  
**Vigencia a partir del 1 de OCTUBRE de 2018**

<b>Tasas a Pagar por Sujetos de la Industria</b>		
1	EXÁMEN INSTALADOR. Validar la aptitud para extender una matrícula de instalador	\$ 336
2	MATRICULA INSTALADOR 1RA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 190
3	MATRICULA INSTALADOR 2DA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 190
4	MATRICULA INSTALADOR 3RA CATEGORIA. Extender matrícula de instalador	\$ 190
5	REPOSICION CARNET INSTALADOR. Reponer carnet a instaladores por reposición o extravío	\$ 190
6	MATRÍCULAS DE EMPRESAS CONSTRUCTORAS DE OBRAS POR TERCEROS. Extender matrícula a empresas que realizan obras de gas en vía pública, para terceros.	\$ 4.280
7	RENOVACIÓN DE MATRICULA DE OBRAS POR 3º FUERA DE TERMINO. Gestionar renovación de matrícula a las empresas del ítem 6, vencida su vigencia	\$ 5.287
<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	\$ 84
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	\$ 3.226
10	<b>GESTIÓN Y ENVÍO DE AVISO DE DEUDA COMÚN BAJO FIRMA:</b> 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".	\$ 84
11	<b>NOTIFICACIÓN FEHACIENTE DE AVISO DE DEUDA (CARTA DOCUMENTO O TELEGRAMA).</b> 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"	\$ 285
12	<b>ZANJE Y TAPADA (Baja/Media Presión).</b> 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.	\$ 1.531
13	<b>CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario &lt; o = a 10 m3/h- (Baja/Media Presión).</b> 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.	\$ 587

**DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.**  
**Importes máximos de Tasas y Cargos autorizados a cobrar**  
**Vigencia a partir del 1 de OCTUBRE de 2018**

14	CARGO POR RECONEXIÓN DOMICILIARA-Reapertura de llave por causa imputable al usuario > o = a 10 m <sup>3</sup> /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 10m <sup>3</sup> /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	\$ 1.091
15	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEY 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.	\$ 2.148
16	SERVICIO COMPLETO SIN ZANJEY 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.	\$ 6.823
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.	\$ 1.662
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 10m <sup>3</sup> /h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	\$ 587
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 10m <sup>3</sup> /h de la Distribuidora, mediante los pilares o conexiones aprobadas provistas por el matriculado.	\$ 2.182
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.	\$ 1.259
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.	\$ 11.246
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.	\$ 9.231

