



**República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional**  
2018 - Año del Centenario de la Reforma Universitaria

### **Resolución firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** Exp. 34.921 - CUYANA - Ajuste Semestral y Estacional - Octubre 2018

---

VISTO los Expedientes EX-2018-38951129- -APN-GAL#ENARGAS y N° 34.921 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto en la Ley N° 24.076, el Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por el Decreto N° 2255/92, y CONSIDERANDO:

Que DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. (en adelante e indistintamente la “Licenciataria”, la “Distribuidora” o “CUYANA”) presta el servicio público de distribución de gas natural conforme a la licencia otorgada por el PODER EJECUTIVO NACIONAL (PEN) mediante Decreto N° 2453/92.

Que, en oportunidad del procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI), originado en las disposiciones de la entonces vigente Ley N° 25.561 -y la normativa dictada en consecuencia- que autorizó al PODER EJECUTIVO NACIONAL a renegociar los contratos comprendidos en su Artículo 8°, estableciendo en su Artículo 9° los criterios a tener en consideración para el caso de aquellos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, así como en la Resolución N° 31/16 del entonces MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN (MINEM), se dictó la Resolución ENARGAS N° I-4360/17, por la cual este Organismo aprobó, para CUYANA, la RTI con vigencia hasta el año 2022.

Que la Resolución ENARGAS N° I-4360/17 estableció, en su Artículo 4°, la Metodología de Ajuste Semestral obrante como Anexo V del citado acto, emitida en los términos de la Cláusula 12.1 del Acta Acuerdo de Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural.

Que tal metodología, que recepta el sistema tarifario adoptado por el marco normativo vigente y las previsiones del Artículo 41 de la Ley N° 24.076, encuentra su antecedente normativo en las previsiones de la citada Acta Acuerdo, que fuera aprobada por el Decreto N° 483/2010, que en la Cláusula 12.1. entre las Pautas del procedimiento de RTI, establecía que se deberían introducir “...*mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCION de la LICENCIATARIA, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio*”.

Que la metodología contemplada en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4360/17 previó que los Cuadros Tarifarios que surgieran de las respectivas adecuaciones semestrales tendrían vigencia a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, por lo que corresponde en esta instancia analizar el que registrará a partir del mes de octubre de 2018, teniendo en cuenta la no automaticidad establecida, tanto en cuanto al procedimiento previo, como a los alcances de la adecuación tarifaria.

Que, tal como oportunamente fue propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas

celebradas con motivo de la RTI, esta Autoridad Regulatoria dispuso la utilización de un mecanismo no automático consistente en la aplicación de la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM) – Nivel de General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC), determinando el algoritmo de cálculo.

Que, respecto a dicho mecanismo, tal como se indicó en las Resoluciones que instrumentaron la RTI, se estableció que *“en lo que hace a la no automaticidad del procedimiento de ajuste semestral, en el marco de las Actas Acuerdo, se ha previsto un procedimiento por el cual las Licenciatarias no podrán hacer un ajuste automático por aplicación del índice antes mencionado, sino que deberán presentar los cálculos ante este Organismo, con una antelación no menor a quince días hábiles antes de su entrada en vigencia, a fin de que esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación”*, la que debe entenderse en relación con la motivación del acto administrativo dictado como la consideración de *“otras variables macroeconómicas que permitan ponderar el impacto en las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados, tal como se previera en un inicio, sino que considere niveles de actividad, salariales, jubilaciones, entre otras cuestiones”*.

Que, al respecto, con fecha 17 de agosto de 2018 se remitió a la Distribuidora la Nota NO-2018-40236016-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, mediante la cual se requirió la presentación de los nuevos cuadros tarifarios, con el objetivo de disponer de información con la antelación suficiente para implementar los procedimientos de participación ciudadana pertinente. Asimismo, en tal oportunidad se solicitó que los cuadros a presentarse contemplaran la totalidad de los componentes de la tarifa, recordándose, en relación con el precio de adquisición del gas las precisiones que efectuara este Organismo a través de la Nota NO-2018-33729333-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Que en la citada comunicación el Organismo había requerido *“que en caso de no haberlo realizado, o no haber tenido dichos contratos en cuenta las actuales condiciones macroeconómicas y/o de mercados señaladas en el párrafo precedente, remita la totalidad de los contratos celebrados y/o nuevos contratos para la compra de gas, así como sus eventuales modificaciones, y la información referente a las adquisiciones que no se encuentren cubiertas por contratos con la antelación suficiente para el tratamiento por parte de esta Autoridad Regulatoria”*.

Que, el 30 de agosto de 2018, mediante actuación IF-2018-43031095-APN-SD#ENARGAS, la Licenciataria envió los cuadros tarifarios propuestos estimando el índice del mes de agosto.

Que tanto el requerimiento de este Organismo como la respuesta de la Licenciataria debía contemplar la totalidad de los elementos que componen la tarifa, es decir, el precio de gas, el costo de transporte y el margen de distribución, cada uno de ellos con la actualización propuesta.

Que es menester destacar que, en relación con el precio de gas propuesto, la Distribuidora dio cuenta de los intercambios epistolares con los Productores tendientes a una renegociación de los contratos vigentes en razón de la significativa variación del tipo de cambio.

Que, con fecha 14 de agosto de 2018, y a través de la Resolución RESFC-2018-186-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, se convocó a Audiencia Pública N° 97 a fin de considerar, entre otras cuestiones y en lo atinente al presente informe: **a)** la aplicación de la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa, en los términos de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° I-4360/17, para DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.; **b)** La aplicación del traslado a tarifas del precio de gas comprado en los términos del Numeral 9.4.2. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución y la consideración de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDA) correspondientes al período estacional en curso, en los términos del Numeral 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución; y **c)** La presentación del Instituto de Subdistribuidores de Gas de Argentina (ISGA) en relación con las tarifas de subdistribución.

Que la citada Audiencia se celebró el día 6 de septiembre de 2018, a las 9 hs. en el Consejo Profesional de Ciencias Económicas de Santiago del Estero, sito en calle Buenos Aires 734, de la ciudad de Santiago del

Estero, Provincia del mismo nombre.

Que tal procedimiento participativo se rigió por las previsiones de la Resolución ENARGAS N° I 4089/2016, y contó con 96 inscriptos, de los cuales 56 de ellos lo hicieron con carácter de oradores y, efectivamente, hicieron uso de la palabra 36 participantes. Las exposiciones fueron registradas en la debida versión taquigráfica, la que obra en el expediente electrónico EX-2018-39188925- -APN-GAL#ENARGAS.

Que se habilitaron centros de participación virtual en: **a)** el Centro Regional Cuyo del ENARGAS, sito en 25 de Mayo 1431, ciudad de Mendoza, Provincia de Mendoza; **b)** el Centro Regional Noroeste del ENARGAS, sito en Alvarado 1143, ciudad de Salta, Provincia de Salta; **c)** el Centro Regional Rosario, sito en Corrientes 553, ciudad de Rosario, Provincia de Santa Fe; y **d)** el Centro Regional Centro, sito en La Rioja 481, ciudad de Córdoba, Provincia de Córdoba. Ello así, con la intención de propender, dentro de las limitaciones presupuestarias y logísticas existentes, a la mayor participación de los interesados en la extensa geografía de nuestro país.

Que se habilitó la consulta de las actuaciones tanto en la sede central del Organismo como a través de los Centros Regionales en el Interior, a la vez que se publicó material de consulta en el sitio en Internet del ENARGAS. Asimismo, como en oportunidades anteriores, se elaboró una Guía Temática a fin de que los interesados contaran con una herramienta que facilitara el acceso al material específico, sin que el Organismo emitiera a través de ella opinión alguna sobre la resolución final.

Que en el marco de la Audiencia Pública N° 97, diversos oradores solicitaron que aquella fuera declarada nula y, en consecuencia, que los ajustes tarifarios fueran suspendidos y/o dejados sin efecto. Incluso, con posterioridad a la celebración de las mencionada Audiencia, hubo dos presentaciones expresas en ese sentido, realizadas por la Comisión de Usuarios del ENARGAS (C.U. ENARGAS) y la Red Nacional de Multisectoriales.

Que uno de los argumentos para solicitar la nulidad de la Audiencia Pública fue que la información puesta a disposición era insuficiente, inadecuada, confusa, y supeditada a la celebración de acuerdos por parte de las Licenciatarias.

Que, al respecto, cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria puso a disposición de los interesados toda la información disponible en forma previa a la celebración de las Audiencias Públicas.

Que, asimismo, se dio acceso irrestricto a los Expedientes Electrónicos, y se puso a disposición de los interesados toda la documentación pertinente en el sitio web del ENARGAS, de manera tal que aquellos pudieran acceder a la documentación presentada por las Licenciatarias tan pronto como era ingresada a este Organismo.

Que, por otra parte, algunos oradores sostuvieron que la Audiencia Pública no observaba lo dicho por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en la causa “Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ Amparo Colectivo”, en cuanto a que aquellas debían ser “previas” y “deliberativas”.

Que, con relación a dicho punto, cabe señalar que se han observado expresa y puntualmente las prescripciones de la Constitución Nacional (Artículo 42), de la Ley N° 24.076, y los lineamientos dictados por la Corte Suprema en el precedente citado.

Que esta Autoridad Regulatoria ha dado cumplimiento a las normas referidas, y a los lineamientos fijados por la Corte Suprema, convocando a Audiencias Públicas de modo previo a tomar una decisión en materia tarifaria, y garantizando a los ciudadanos su derecho de participación, en un ámbito apropiado que brindara la oportunidad de un intercambio responsable de ideas y de opiniones, en condiciones de igualdad y respeto.

Que, en otro orden de ideas, se solicitó que la Audiencia Pública fuera declarada suspendida y/o declarada nula atento el contexto de crisis social, económica y cambiaria en el que se celebraba, y porque cualquier ajuste tarifario en dicho contexto sería irrazonable.

Que, en cuanto a este argumento, cabe señalar que esta Autoridad Regulatoria convocó a la Audiencia Pública porque esa es su obligación por expreso mandato legal y, en caso de proceder en contrario, hubiera incumplido un deber.

Que, por otra parte, la celebración de la mencionada audiencia no significa que el ENARGAS no haga el análisis y estudio correspondientes para fijar el ajuste semestral y estacional de las tarifas de transporte y distribución, toda vez que la mera convocatoria a audiencia no implica establecer opinión alguna sobre el tema en debate.

Que no puede dejar de mencionarse que los pedidos de suspensión de la Audiencia Pública obedecían a cuestiones generales y/o macroeconómicas inespecíficas que excedían ampliamente el objeto y el marco de aquéllas.

Que, por otra parte, con relación a lo afirmado por algunos oradores en el sentido de que no se habían respondido expresamente sus pedidos de suspensión, cabe señalar que se contestaron oportunamente el del Defensor del Pueblo de la Provincia de Buenos Aires (éste en el marco de la Audiencia Pública N° 96) y el del Centro de Usuarios del ENARGAS, resultando temporalmente imposible responder los demás y comunicarlo a los peticionantes antes de la Audiencia, dado el escaso margen temporal entre las solicitudes y la fecha de celebración de los procedimientos participativos.

Que, asimismo, se manifestó que la Audiencia era nula porque no se había tenido acceso ni conocimiento de los contratos que vincularían a las Licenciatarias de Distribución con los Productores de gas.

Que, respecto a este planteo, cabe señalar en primer lugar, que al momento de celebrarse la Audiencia Pública se hallaba vigente el Acuerdo de Bases y Condiciones, celebrado el 29 de noviembre de 2017 a instancias del MINEM, que preveía un sendero de precios de gas a ser abonados por las Distribuidoras hasta el 31 de diciembre de 2019, en el marco del cual se celebraron la mayor parte de los contratos vigentes entre Distribuidores y Productores, y que se hallaban a disposición de los interesados en los expedientes correspondientes.

Que, en segundo lugar, lo que las Licenciatarias de Distribución informaron a esta Autoridad Regulatoria – previo a la celebración de las Audiencias Públicas – fue que estaban renegociando sus contratos con los Productores. Y, precisamente, fueron las ofertas, propuestas y contrapropuestas las que fueron puestas en conocimiento de los ciudadanos con la mayor amplitud informativa.

Que dichos documentos, propios de una etapa de negociación precontractual, contemplaban precios de gas sensiblemente inferiores a los considerados en el Acuerdo de Bases y Condiciones del 29 de noviembre de 2017 y, por lo tanto y en principio, más beneficiosos para los usuarios y consumidores.

Que, además, cabe señalar que la negociación entre Productores y Distribuidoras tiene relación directa con la fijación de precios a partir de la libre interacción de la oferta y la demanda, a la que hiciera referencia la propia Corte Suprema en la mencionada causa “CEPIS” (Fallos: 339:1077, consid. 20°, segundo y tercer párrafo).

Que, en ese sentido, la información presentada por las Distribuidoras resultaba relevante y útil a los fines informativos de la Audiencia Pública y se encuentra en línea con los criterios a ser tenidos en cuenta por el ENARGAS para realizar el presente ajuste semestral por variaciones en el precio de gas comprado informados mediante Nota NO-2018-33729016-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, entre otros: el de haber realizado esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones (Decreto N° 1411/94); el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad de abastecimiento (Ley N° 24.076, inc. d); y haber tenido en cuenta las nuevas circunstancias macroeconómicas y las nuevas

condiciones de oferta y demanda de gas natural.

Que, por otra parte, algunos oradores plantearon la nulidad de la audiencia porque entendían que las Licenciatarias involucradas no habían cumplido sus Planes de Inversión y habían distribuido dividendos, por lo que no les correspondería ningún aumento.

Que, al respecto, cabe señalar que los ajustes semestrales y estacionales objeto de la Audiencia Pública no están sujetos a la previa verificación del cumplimiento de los Planes de Inversión de las Licenciatarias. Eventualmente, el incumplimiento de estos últimos da lugar al inicio de procedimientos sancionatorios, los cuales podrían implicar la aplicación de las sanciones contempladas en las Resoluciones de la RTI, y las Reglas Básicas de los Servicios de Transporte y Distribución.

Que, por las consideraciones precedentes, corresponde no hacer lugar a los planteos impugnatorios impetrados y, en consecuencia, declarar la validez de la Audiencia Pública N° 97.

Que en relación con las consideraciones formuladas en la citada Audiencia se hará mérito de ellas en forma general respecto de cada cuestión a resolver, sin perjuicio de las respuestas particularizadas por parte de este Organismo sobre las materias que fueran, o no, objeto de la audiencia que se efectuará a través del sitio en Internet de esta Autoridad.

Que, con relación al ajuste semestral, en oportunidad de la Audiencia Pública N° 97, el representante de CUYANA, dijo que: *“Lo que prevé la Revisión Tarifaria Integral, incrementada a partir de abril de 2017, es que esta actualización sea por el IPIM. Para este período estacional, el período de actualización del IPIM es el que va entre febrero y agosto de este año, estimando para agosto un IPIM de 3,5%; tenemos un IPIM acumulado para aplicar en tarifas de un 29%. Si consideramos los ingresos totales de los clientes de la distribuidora –contado gas, transporte, distribución e impuestos–, el impacto del IPIM en lo que respecta al componente transporte representa, para el caso de Cuyo un 1,7% y para Centro, 2,2%”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santiago del Estero planteó que: *“...estos aumentos y readecuaciones están siendo proyectadas luego de que se hicieran las paritarias, las negociaciones colectivas de trabajo. Es decir, el obrero sabe, a principio de año, cuánto será su sueldo, sus ingresos fijos. Eso lo sabe con certeza. Pero si cambiamos las reglas de juego cada seis meses, escalonado con los otros servicios públicos, esos ingresos y esa certidumbre se ve desvanecida, porque le estamos cambiando las circunstancias de las erogaciones que tiene esa familia”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santa Fe se refirió al ajuste semestral de las tarifas, y expresó que: *“Se requiere la modificación de la fórmula de actualización aprobada por ENARGAS, debiéndose tener en cuenta, además de la variación de precios mayoristas, los aumentos de salarios y jubilaciones en el tiempo comprendido, y aumentos en los demás servicios públicos, fundando lo dicho en que el usuario es el único sujeto que debe afrontar todos los aumentos con sus ingresos”*.

Que un orador de Salta, el Sr. Farfán, refiriéndose al Mecanismo de actualización prevista en la RTI, señaló que: *“...actualmente resulta que su diseño contiene variables que no son representativas y nada tienen que ver con las actividades desarrolladas por las licenciatarias de transporte y distribución, por lo que, a todas luces, no es adecuado al cumplimiento de las normas legales”*.

Que otro orador, el Sr. Cosimi, se refirió a la presentación del representante de CUYANA y el pedido de este último de aplicar el IPIM, y al respecto señaló que: *“...en este país, contrario a lo que pasa en todos los países del mundo, los precios mayoristas suben un 40 o un 80% más que los precios minoristas, o sea que no nos van a aumentar la inflación sino la inflación mayorista”*.

Que en lo que hace al alcance de la adecuación solicitada, el letrado de “Ciudadanos contra el Tarifazo” sostuvo que se está *“planteando un aumento en el cargo fijo de 28,82% a futuro, pero esto se suma al 22 y pico por ciento que se le otorgó a principios de año; por lo tanto, el aumento supera el 50%”*.

Que, en general, los distintos participantes requirieron del Ente Regulador que tenga en cuenta al momento de establecer los cuadros tarifarios los criterios de razonabilidad, gradualidad, previsibilidad, proporcionalidad y asequibilidad de fuente jurisprudencial, como aplicación del Art. 42 de la Constitución Nacional, a la vez que contrastaron el requerimiento de ajuste tarifario de las prestadoras de los servicios de transporte y distribución de gas con las variables macroeconómicas que afectan a los usuarios y consumidores.

Que, como ya se ha mencionado, la Metodología de Ajuste semestral aprobada por el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4360/17 establece que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la RTI (diciembre de 2016), se utilizará como mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa 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).

Que cabe destacar, que tanto en la Cláusula 12.1. del Acta Acuerdo como en los considerandos de la citada Resolución, se estableció que las Licenciatarias no podrían hacer un ajuste automático mediante la aplicación del índice antes mencionado, sino que deberían presentar los cálculos ante el ENARGAS, con una antelación no menor a quince días hábiles antes de su entrada en vigencia, todo ello a fin de que se realice una adecuada evaluación considerando otros indicadores de la economía.

Que la no automaticidad del ajuste comprende no sólo una cuestión procedimental, sino que reviste también contenido sustancial.

Que, en consecuencia, a los efectos de definir los ajustes semestrales aplicables a las tarifas de la Licenciataria, considerando que se trata de un procedimiento de ajuste no automático, se ha analizado la evolución de los distintos indicadores de precios de la economía.

Que, para el período a considerar en el presente ajuste, es decir la variación entre febrero y agosto de 2018, existe una notoria disparidad entre la variación del IPIM y otros indicadores de la economía:

Que, a partir de lo observado resulta razonable que para el presente ajuste semestral se aplique la metodología del Anexo V, pero considerando una adecuada combinación de índices que reflejen en mejor medida la variación de los indicadores de la economía general a fin de que esta Autoridad Regulatoria implemente los preceptos establecidos en las Resoluciones que aprobaron la RTI.

Que tal aplicación no significa un cambio metodológico, ni del principio general establecido en el Anexo V de la Resolución ENARGAS N° I-4360/17, sino la adecuada evaluación de tal criterio en el marco del caso concreto de su aplicación al semestre a iniciarse en octubre de 2018 en el que se aprecia una significativa disparidad entre el IPIM y otros indicadores macroeconómicos, que habilitan el ejercicio de potestades técnicas propias de esta Autoridad.

Que para fundamentar la definición de dicha metodología, para este semestre, se tiene en consideración: **1)** La metodología de adecuación semestral de la tarifa incluida en el Anexo V de las Resoluciones que aprobaron la RTI, la que no fuera objeto de impugnación alguna por parte de las Licenciatarias y que contempla la adecuada evaluación de esta Autoridad en forma previa a cada ajuste semestral, cuya hermenéutica debe entenderse en forma conjunta con la motivación del acto; **2)** Lo establecido en las mismas Resoluciones respecto a que *“esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación considerando otras variables macroeconómicas que permitan ponderar el impacto en las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados tal como se previera en un inicio, sino que considere niveles de actividad, salariales, jubilaciones entre otras cuestiones”*, todo lo cual tiene, entre otros fundamentos, la consideración de lo establecido por la Corte Suprema de Justicia de la Nación en autos "Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/Ministerio de Energía y Minería s/amparo colectivo" (Expte. N° FLP 8399/2016/CS1) respecto a la necesidad de asegurar la certeza, previsibilidad, gradualidad y razonabilidad con el objetivo de evitar *“restricciones arbitrarias o*

*desproporcionadas a los derechos de los usuarios, y de resguardar la seguridad jurídica de los ciudadanos”;* 3) Lo indicado por distintos expositores en el marco de las Audiencias Públicas N° 96 y 97 respecto del ajuste semestral de la tarifa a aplicarse, que se ha reseñado precedentemente; y 4) Lo establecido en la normativa vigente (Ley N° 24.076, Artículo 41), en cuanto que las tarifas de las Licenciatarias se deben ajustar con indicadores que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores.

Que, en función de lo expuesto, resulta procedente emplear como índice de actualización de la tarifa el promedio simple de los siguientes índices: a) “Índice de Precios Internos al por Mayor” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (IPIM); b) “Índice del Costo de la Construcción” entre los meses de febrero de 2018 y agosto de 2018 (ICC); y c) “Índice de variación salarial” entre los meses de diciembre de 2017 y junio de 2018 (IVS), lo cual resulta en una variación total para el período estacional de 19,670174%.

Que la reglamentación del Artículo 37 de la Ley N° 24.076, aprobada por el Decreto N° 1738/92, en su inciso 5) indica que *“Las variaciones del precio de adquisición del Gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos, y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación”*.

Que, en tal sentido, el punto 9.4.2.4 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) establece que las Licenciatarias podrán presentar a la Autoridad Regulatoria los cuadros tarifarios con el ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), solamente cuando acrediten haber contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del período estacional respectivo.

Que tal previsión encuentra sustento en el Artículo 38 de la Ley N° 24.076 (principios tarifarios) que establece en su inciso c) que: *“(…) el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición. Cuando dichos costos de adquisición resulten de contratos celebrados con posterioridad a la fecha de entrada en vigencia de esta ley, el Ente Nacional Regulador del Gas podrá limitar el traslado de dichos costos a los consumidores si determinase que los precios acordados exceden de los negociados por otros distribuidores en situaciones que el Ente considere equivalentes”* y en su inciso d) que establece que las tarifas *“(…) Sujetas al cumplimiento de los requisitos establecidos en los incisos precedentes, asegurarán el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento”*.

Que, asimismo, la Reglamentación del citado Artículo, aprobada por el Decreto N° 1738/92, prevé que *“En ejercicio de las facultades conferidas por el Artículo 38 Inciso c) de la Ley, el Ente no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares. El Ente podrá publicar, con fines informativos, los niveles de precios observados, en términos generales y sin vulnerar la confidencialidad comercial”*.

Que, en tal sentido, la Licenciataria ha presentado ante este Organismo los respectivos contratos a los efectos de la consideración de su eventual traslado a tarifas, y se verificó que se ha dado cumplimiento al requisito de haber contratado por lo menos el 50% de sus necesidades del actual período estacional, lo que consta en el Expediente N° 34.921.

Que es menester recordar que, habiendo vencido el 31 de diciembre de 2017 la vigencia de la Ley de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario (Ley N° 25.561), el MINEM entendió que el mercado de gas aún requería de pautas orientadas a objetivos de política pública, como la comunicada a este Organismo por el citado Ministerio mediante la Nota NO-2018-02026046-APN-MEM, lo cual dio un marco de referencia para los contratos celebrados entre las partes.

Que, por otra parte, el punto 9.4.2.6. de las RBLD establece que, el precio de compra estimado para un determinado período estacional deberá surgir del promedio ponderado de los precios correspondientes a los contratos vigentes en el período y del precio de compra estimado para las adquisiciones proyectadas para el

mismo, que no estén cubiertas por contratos. Al precio así definido se le sumará, con su signo, la diferencia unitaria a que se refiere el punto 9.4.2.5. de la Licencia.

Que, en dicho contexto, a los efectos de la consideración de su eventual traslado a tarifas y ante la necesidad de contar con toda la información para realizar los cálculos del ajuste del precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte para el siguiente período estacional, a fin de que este Organismo pudiera hacer una adecuada evaluación del tema, con fecha 16 de julio de 2018 se solicitó a la Licenciataria que remitiera toda la información correspondiente, de modo tal que se contemplaran las nuevas condiciones macroeconómicas y/o de mercado, de la cual se da cuenta en el apartado anterior.

Que durante el procedimiento de Audiencia Pública se efectuaron diversas consideraciones sobre el precio de gas a ser considerado en la tarifa de los usuarios finales.

Que, en ese sentido, el representante de CUYANA dijo que: *“...las Bases y Condiciones (refiriéndose al acuerdo de Bases y Condiciones de fecha 29 de noviembre de 2017) plasmaron el sendero de precios del gas natural hasta diciembre de 2019, sendero de precios que había sido anunciado por el exministro Aranguren en las audiencias públicas de los años 2016 y 2017. Ese sendero del precio del gas prevé, para octubre de este año, un precio de gas cuenca neuquina promedio de US\$ 5,43. Esos precios estuvieron fijados en las bases y condiciones en dólares. Frente a una situación de precios en dólares y cuadros tarifarios en pesos, el problema que se suscita es, precisamente, el descalce de monedas”*.

Que también dijo que: *“Los contratos que habían sido firmados en virtud de estas Bases y Condiciones han perdido vigencia. ¿Por qué razones? La primera es porque, en virtud de la licencia, todo incremento del precio del gas que supere el 20% debe ser trasladado a las tarifas. Esto no ha sucedido. Por otro lado, al descalzar el tipo de cambio real respecto del reconocido en tarifa, no permite cumplir con el principio de pass through que fue el eje central de la firma de estas bases y condiciones”*.

Que posteriormente añadió: *“Hoy, la oferta de gas es superior a lo que existía o preveía al momento de las Bases y Condiciones. También hay una demanda que ha sido algo inferior a lo previsto en su momento. Esas dos cosas obviamente debieran conducir a una reducción de los precios del gas para este periodo estacional. Como consecuencia de esa situación, producto de que los contratos celebrados en virtud de las bases y condiciones perdieron vigencia, iniciamos renegociaciones de estos contratos con los productores. El 23 de agosto presentamos una oferta a los productores para adecuar los contratos. Esta oferta, básicamente, se refería a dos puntos. El primero es cómo recuperar esas diferencias por tipo de cambio entre enero y septiembre; y, por otro lado, qué precio del gas fijar para el periodo estacional que inicia ahora, en octubre de este año”*.

Que el representante de la Asociación Consumidores Mendocinos, luego de impugnar la Audiencia Pública por los motivos ya expresados anteriormente, pidió que se rechazara cualquier tipo de aumento solicitado por CUYANA atento que esta última – al momento de la celebración de la Audiencia Pública – no había acreditado tener contratada el 50% de su demanda.

Que también se refirió a los diferentes precios de gas que existirían actualmente en el mercado, respecto a aquellos que se habían previsto en las Bases y Condiciones del mes de noviembre de 2017.

Que un concejal del departamento de Guaymallén, Provincia de Mendoza, se refirió al precio del gas en PIST, y señaló que dicho costo *“...está librado al libre juego de la oferta y demanda –que de libre tiene poco o nada– y que aumenta exageradamente cada seis meses en dólares, a pesar de que, en su mayoría, el gas que abastece a los hogares es del suelo argentino; es decir, se produce en la Argentina casi el 80%. Sin embargo, señor presidente, el sueldo de los argentinos, el sueldo de mis vecinos de Guaymallén se paga en pesos...”*.

Que diversos representantes locales solicitaron la adecuación de los umbrales de consumo previstos por entender que se encontraban en zonas climáticamente desfavorables que ameritaban mayores consumos.

Que se manifestaron diversas inquietudes respecto de la eficacia y eficiencia del mercado como vía para la formación de precios en materia energética y se requirió una intervención estatal más activa.

Que con posterioridad a las solicitudes de información efectuadas a las Licenciatarias y en forma previa a la celebración de la Audiencia Pública, se recibieron de diversos Productores y Distribuidoras numerosas ofertas de venta de gas con precios sustancialmente inferiores a los precios que surgen de los contratos oportunamente presentados, tanto por parte de los Productores firmantes de los contratos anteriormente referidos, como por nuevos Productores, información que este Organismo puso a disposición de los interesados. En lo atinente a CUYANA, constan los intercambios epistolares respecto de la renegociación de los precios acordados con Tecpetrol S.A., Pan American Energy S.A., Integración Energética Argentina S.A. (IEASA antes ENARSA), Pampa Energía S.A., Total Austral S.A., YPF S.A. y Wintershall Energía S.A. Asimismo, tal situación surge claramente de las propias afirmaciones del representante de CUYANA en el curso de la Audiencia Pública.

Que IEASA suscribió adendas con varias Distribuidoras que incluyen precios que se encuentran en torno a los valores de las ofertas de los restantes Productores y a los valores aprobados como precios de referencia por el entonces MINEM mediante Resolución N° 46/18 para volúmenes de gas adquiridos por COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (CAMMESA) para el servicio eléctrico.

Que tal estado de cosas hace inviable que se adopten en su totalidad los precios resultantes de los contratos vigentes, basados en el sendero de precios máximos establecidos en las Bases y Condiciones suscritas a fines de 2017, toda vez que tales precios no reflejan, en las actuales condiciones de oferta y demanda del mercado y conforme la información obrante en este Organismo, una gestión de compras que denote esfuerzos razonables de las Distribuidoras en pos de garantizar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento en los términos del Art. 38 inciso d) de la Ley N° 24.076.

Que, en consecuencia, este Organismo entiende que existe suficiente evidencia para sustentar que el precio de gas promedio por cuenca para el próximo período estacional es aquel que surge de los nuevos contratos o adendas a los mismos pactados por IEASA y de las propuestas de los Productores, el que resulta notoriamente inferior, en dólares, a aquel que surge de los contratos firmados en el marco de las Bases y Condiciones que sirvieran de sustento para acreditar el 50% contratado en el marco de las RBLD.

Que, consecuentemente, atendiendo al criterio establecido en la normativa respecto de garantizar el abastecimiento al mínimo costo posible, se considerarán como tope los precios que surgen de los nuevos contratos o adendas presentadas, utilizando el precio promedio por cuenca en dólares de las adendas y ofertas remitidas por los Productores como los nuevos precios a trasladar al consumidor

Que, por otra parte, corresponde señalar que, a diferencia de lo establecido en los contratos vigentes, en las adendas y ofertas presentadas tanto por los Productores como por las Licenciatarias, se prevé un único precio de gas por cuenca sin distinción por categoría. Dicho valor promedio se encuentra en torno al valor, en dólares, observado para las categorías R-1 a R-2.3 vigentes en el mes de abril de 2018 y sólo por encima de los valores en dólares correspondientes a las categorías SGP-1 y SGP-2 para el período estacional anterior.

Que cabe señalar que la existencia de un único precio de gas morigerará el efecto de la existencia de distintos umbrales de consumo, cuya modificación fuera requerida en la Audiencia Pública, ya que las diferencias tarifarias entre las distintas categorías son menos significativas en el monto de la factura final.

Que, por otra parte, y en relación con los usuarios categorías SGP-1 y SGP-2, a fin de morigerar el impacto de la unificación del precio, la Secretaría de Gobierno de Energía, a través de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA, en su Artículo 5° establece que, para los usuarios de las citadas categorías que cumplan con los requisitos previamente establecidos “regirá un límite de incremento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el VALOR DEL GAS de las facturas que se emitan con consumos realizados a partir del 1° de octubre de 2018, tomando como base el monto del VALOR DEL GAS que hubiere

*correspondido de aplicarse para la misma categoría de usuario y para el mismo volumen consumido en el período de facturación corriente, las tarifas correspondientes a los últimos Cuadros Tarifarios aprobados, incrementando en un CINCUENTA POR CIENTO (50%)”.*

Que atento a que los precios pactados en los contratos referidos se encuentran en su mayoría denominados en dólares estadounidenses, este Organismo debe definir el tipo de cambio a considerar a efectos de su conversión a pesos. Al respecto, dado que la gran volatilidad del tipo de cambio en las actuales circunstancias torna incierta toda estimación, corresponde adoptar, en tutela de los intereses económicos de los usuarios (Art. 42 de la Constitución Nacional) aquel tipo de cambio que, sin desmedro de la verdad objetiva reflejada en la contemporaneidad de su adopción respecto de la emisión de los cuadros tarifarios o de su inserción en un instrumento contractual, implique un menor sacrificio para quienes son, en última instancia, los destinatarios de ese precio.

Que tal principio ha sido adoptado en la Ley N° 24.076 entre sus principios tarifarios al consignar que se debe asegurar *“el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento”*. En el entendimiento que tal abastecimiento, en las condiciones actuales de mercado se encuentra asegurado, se entiende como justo y razonable, el criterio establecido.

Que, en consecuencia, en virtud de lo previsto en los contratos suscriptos, se observó el tipo de cambio al día 17 de septiembre de 2018, siguiendo el criterio utilizado para el ajuste estacional del período anterior, y el tipo de cambio del cierre de la cotización del día previo a la emisión del informe que resulta antecedente del presente acto y, por lo tanto y en mérito a las consideraciones precedentes, se entiende que corresponde utilizar el valor del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) correspondiente al cierre de la cotización del día 3 de octubre de 2018, que asciende a TREINTA Y SIETE PESOS CON SESENTA Y NUEVE CENTAVOS POR DÓLAR (37,69 \$/u\$d), en el entendimiento de que se trata de un valor actual y representativo, sin perjuicio de la aplicación de los contenidos en los contratos siempre que contemplen cotizaciones más bajas.

Que, en lo que respecta al precio del Gas Licuado de Petróleo (GLP) para las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes dentro del área de la Licenciataria, con fecha 28 de febrero de 2018, la entonces Secretaría de Recursos Hidrocarburíferos del MINEM, mediante Nota NO-2018-08764286-APN-SECRH#MEM informó al ENARGAS que en el marco de la renegociación del *“Acuerdo de Prórroga del Acuerdo de Abastecimiento de Gas Propano para redes de Distribución de gas Propano Indiluido”* que estaba llevando a cabo, las empresas productoras se habían comprometido, desde el 1° de abril de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2019, a abastecer a las Distribuidoras y Subdistribuidoras de Gas Propano Indiluido por Redes las cantidades máximas de gas propano establecidas conforme al detalle del Anexo A de dicho acuerdo, a unos precios salida de planta iguales a los que resulten de aplicar, para cada período de adecuación de precios, los porcentajes establecidos en la tabla que en la citada Nota se detalló sobre precio GLP - Paridad de Exportación correspondiente al mes anterior a la fecha de inicio de cada período de adecuación de precios (los *“Precios Acordados”*), publicado por el referido Ministerio en su página web en el link que se indica a tales efectos: <http://www.energia.gob.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=2205>, según la metodología aplicada en el Anexo III de la Resolución S.E N° 36/2015.

Que, en consecuencia, a fin de determinar el precio de GLP a trasladar a las tarifas de las localidades abastecidas con GLP indiluido por redes para este período, se consideró el porcentaje indicado en la Nota mencionada y el precio de GLP-Paridad de Exportación publicado por MINEM en su página web para el mes de septiembre de 2018, el que asciende a dieciséis mil trescientos ochenta y dos pesos por tonelada (16.382 \$/Tn).

Que respecto del precio del gas de los usuarios de los servicios de gas por redes denominados *“Otros Usuarios Gas Natural Comprimido”*, que habiendo optado por adquirir el servicio completo de la Distribuidora y que a la fecha estén recibiendo el gas bajo esta modalidad de servicio, corresponde trasladar a la tarifa de dichos servicios el mismo precio del gas que aquel que se aplica a los restantes servicios relacionados con la Demanda Prioritaria abastecida por la Distribuidora.

Que, por otra parte, para aquellos usuarios GNC que a la fecha no estén recibiendo gas de la Distribuidora como servicio completo, y a los efectos de permitir que cualquier usuario GNC opte por elegir su modalidad de compra retornando al abastecimiento con servicio completo por parte de la Distribuidora (según Resolución del entonces Ministerio de Energía y Minería N° 80-E/2017), esta Autoridad Regulatoria considera que dichos usuarios sólo podrán acceder a servicio completo GNC en la medida que la Distribuidora haya garantizado la contratación del suministro de respaldo correspondiente a dicho abastecimiento por el término de doce (12) meses y con vigencia a partir del próximo período estacional.

Que, a tales efectos, dichos usuarios deberán solicitar a la Distribuidora sus necesidades de requerimientos de gas, con una antelación de por lo menos sesenta (60) días antes del próximo período estacional que se inicia en abril del año próximo, para que la Distribuidora pueda hacer sus mejores gestiones ante sus proveedores para incluirlos dentro de las solicitudes contractuales previstas para garantizar el abastecimiento de sus demandas dentro de dicho período.

Que a los fines de la determinación de los cuadros tarifarios correspondientes a las Entidades de Bien Público fueron contempladas las disposiciones de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la Secretaria de Gobierno de Energía de la Nación.

Que asimismo corresponde la implementación de la citada Resolución en materia de Tarifa Social Federal.

Que, en lo atinente al subsidio a los consumos residenciales dispuesto en el Artículo 75 de la Ley N° 25.565, la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la Secretaría de Gobierno de Energía, en su Artículo 3°, requirió *“al ENARGAS que, en el marco de sus competencias, realice los procedimientos que correspondan a los efectos de determinar la Tarifa Diferencial aplicable a los usuarios comprendidos en el régimen de compensación al consumo residencial de gas para la Región Patagónica, Departamento Malargüe de la Provincia de MENDOZA y la Región de la Puna dispuesto en el artículo 75 de la Ley N° 25.565 y sus modificaciones, de forma tal que el descuento en la tarifa de dichos usuarios consista en un CINCUENTA POR CIENTO (50%) del valor de los cuadros tarifarios plenos correspondientes a cada categoría de usuario y subzona tarifaria.”*

Que, en tal sentido, corresponde la aprobación de los cuadros tarifarios diferenciales pertinentes.

Que el Punto 9.4.2.5 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución dispone que las Licenciatarias deberán llevar una contabilidad diaria separada del costo del gas adquirido por las Distribuidoras y el valor de dicho gas contenido en las tarifas a los usuarios, cuyas diferencias se acumularán mensualmente hasta el último día hábil de cada mes del período estacional.

Que el mismo punto establece que, si en el transcurso del período estacional, la suma de los montos mensuales no difiere en más de un 20% de las ventas acumuladas del período estacional, tal suma se incorpora con su signo al ajuste de tarifas del período estacional siguiente.

Que, además, el citado Punto 9.4.2.5 establece que en caso de que la referida suma supere en valor absoluto el 20% mencionado precedentemente, la Licenciataria podrá presentar a la Autoridad Regulatoria nuevos cuadros tarifarios para su aprobación y registración con el correspondiente recalcado de la variable G1 establecida en el Punto 9.4.2.6 de las mencionadas Reglas.

Que, en tal sentido, las Licenciatarias hicieron presentaciones en las que señalaban que se cumplían los alcances previstos en el punto anterior en virtud de un cambio en las condiciones macroeconómicas que provocó una brusca variación en la paridad entre la moneda nacional y la moneda en la que están establecidos los precios de los contratos, particularmente a partir de mediados de abril de 2018, lo cual tenía un gran impacto en el flujo de fondos de la Licenciataria y en su capital de trabajo.

Que las Distribuidoras han señalado, y los Productores han manifestado en diversas presentaciones realizadas en este Organismo, que ante este escenario las Licenciatarias han optado por pagar el suministro al tipo de cambio incluido en el cálculo de la tarifa.

Que, en dicho marco el ENARGAS ha rechazado los argumentos planteados en tanto toda la argumentación de las Licenciatarias resultaba hipotética y meramente conjetural, dado que no acreditaron materialmente el efectivo pago del gas al tipo de cambio actualizado y utilizado como referencia para la determinación de las diferencias entre el precio incluido en tarifa y el precio al tipo de cambio de fecha de pago, no habilitando los aspectos invocados del ajuste de gas comprado previstos en las RBLD.

Que, en tal sentido, también se debe precisar que para el tratamiento de las diferencias diarias, es una condición absolutamente necesaria la presentación de la información respecto de los montos efectivamente pagados por las Distribuidoras a los Productores por la provisión del gas en cuestión.

Que, en el marco de la Audiencia Pública N° 97, el representante de CUYANA señaló que: *“Respecto de la diferencia de tipo de cambio, lo que regulatoriamente se llama Diferencia Diaria Acumulada (DDA), la propuesta de esta distribuidora fue pagar esa diferencia en 24 cuotas mensuales y consecutivas, con vigencia a partir del 1° de enero, supeditado a la facturación y vencimiento de esas diferencias a los clientes. Entendemos que eso es lo que permite garantizar el principio de pass through, que es el que está vigente en nuestro marco regulatorio”*.

Que el Defensor del Pueblo de la Provincia de Santiago del Estero, refiriéndose a los aumentos y a las Diferencias Diarias Acumuladas, se preguntaba *“¿A dónde queda la teoría del esfuerzo compartido? ¿Qué se le está pidiendo al usuario Residencial 1, del cual Santiago del Estero tiene más del 45%? A ellos se les ha incrementado más de 1600% y los planes de inversión apenas llegan a un 500%. No se sabe si están haciendo asumir al usuario no solo la devaluación, como lo decía la representante de la Defensoría del Pueblo de la Nación, sino también el riesgo empresario”*.

Que el representante de la Asociación Consumidores Mendocinos solicitó que a las Diferencias Diarias Acumuladas *“...las absorban las Productoras y las Distribuidoras en función de un principio de equidad y de justicia esencial que debe gobernar la política energética y tarifaria”*.

Que, analizando el alcance de la normativa antes reseñada, el contexto jurídico en el que fue dictada (plena vigencia de la Ley de Convertibilidad), y los diversos argumentos expuestos, cabe concluir que las Diferencias Diarias Acumuladas por abruptas variaciones en el tipo de cambio o derivadas de significativos cambios en las condiciones macroeconómicas no han sido contempladas al momento de la redacción del Marco Regulatorio y, por lo tanto, corresponde considerar en oportunidad de este ajuste semestral aquellas diferencias por lo efectivamente abonado, como parte de la ejecución cierta de los contratos, sin considerar el tratamiento de las Diferencias Diarias Acumuladas por diferencias de cambio, requiriéndose medidas específicas para tal fin.

Que, en tal sentido, mediante Nota Número NO-2018-49343458-APN-DIRECTORIO#ENARGAS este Organismo solicitó a la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación, en el marco del ajuste estacional previsto en el punto 9.4.2 de las RBLD, su competente intervención en esta materia.

Que, al respecto, la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación emitió la Resolución RESOL-2018-20-APN-SGE#MHA por la cual dispuso que: *“en forma transitoria y extraordinaria que para las diferencias entre el precio del gas previsto en los contratos y el precio de gas reconocido en las tarifas finales de las prestadoras del servicio de distribución, valorizadas por el volumen de gas comprado desde el 1° de abril y hasta el 30 de setiembre de 2018, el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (ENARGAS) instruirá a las prestadoras del servicio de distribución al recupero del crédito a favor de los productores en línea separada en la factura de sus usuarios, en VEINTICUATRO (24) cuotas a partir del 1° de enero de 2019”*. Asimismo, estableció las tasas aplicables y dispuso que este Organismo *“deberá definir el mecanismo de recupero e instruir a las prestadoras del servicio de distribución para su implementación”*.

Que las propias Distribuidoras, al momento de exponer sus pretensiones de traslado de diferencias diarias han propuesto para su recupero un plan de 24 cuotas, que no surge de las RBLD vigentes, en relación con las diferencias de cambio que originaron diferencias diarias no abonadas al presente. Por lo tanto, las

mismas prestadoras han solicitado para esta cuestión un tratamiento diferente al contemplado en la normativa vigente para otros supuestos.

Que, en consecuencia, atento a lo expuesto, en lo que respecta a las diferencias diarias establecidas en el punto 9.4.2.5 de las RBLD, corresponde determinar las DDA por el período para el cual se puede disponer tanto de la información completa de facturación como de inyección diaria y precios pagados, esto es enero a junio del corriente año, en virtud del plazo de pago establecido en los contratos vigentes (75 días desde el último día del mes de inyección).

Que, en tal sentido, para el cálculo de las DDA se han considerado las conclusiones emergentes de los Informes técnicos de las gerencias intervinientes del organismo, a saber: 1) El Informe IF-2018-49095895-APN-GDYE#ENARGAS que define los volúmenes que deben considerarse a efectos del cálculo de las DDA a través un procedimiento de optimización de los contratos de compra de gas y las transacciones spot del período; y 2) Los Informes GA y GCER, enero a mayo, IF-2018-48970256-APN-GA#ENARGAS; junio: IF-2018-49434310-APN-GA#ENARGAS; y spot: IF-2018-46896976-APN-GCER#ENARGAS.

Que para la determinación de los montos facturados por la Licenciataria en concepto de gas se utilizaron los volúmenes entregados que surgen de la información de Datos Operativos elaborados por el ENARGAS sobre la base de la información oportunamente remitida por la Distribuidora, y los precios de gas incluidos en las tarifas vigentes durante el período estacional correspondiente.

Que en lo atinente a la información correspondiente al mes de junio, y dado que se requiere de controles adicionales sobre la información y/o declaraciones presentadas respecto de este período, corresponde su consideración en forma provisoria.

Que en todos los casos se actualizan sólo los montos de las diferencias diarias entre lo efectivamente pagado por las compras de gas y lo facturado por la Distribuidora a los consumidores, por la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 días de plazo, por pizarra, desde el momento del efectivo pago y hasta el último día hábil del mes anterior a la entrada en vigencia del siguiente período estacional, de acuerdo a lo previsto en las RBLD.

Que, en lo atinente al segmento GNC y toda vez que tales clientes cuentan con la posibilidad de adquirir gas a través de un servicio completo de las distribuidoras o a través de un contrato con otro proveedor, se debe entender que las Diferencias Diarias Acumuladas determinadas conforme los parámetros antes indicados deberán ser abonadas por el cliente, aun cuando opte por un cambio de proveedor para el período estacional siguiente ya que corresponden al valor de gas ajustado del período estacional anterior, conforme las pautas que establecen las RBLD y que integran el plexo normativo en el cual se suscribe el contrato entre el cliente GNC y la prestadora zonal. Una solución distinta implicaría atribuir a los nuevos usuarios los costos del cliente que cambia de proveedor en clara violación de las disposiciones del Art. 41 in fine de la Ley 24.076.

Que atento lo dispuesto en el Numeral 9.4.3. de las RBLD en materia de traslado del costo de transporte, y habiéndose dictado las Resoluciones RESFC-2018-265-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y RESFC-2018-266-APN-DIRECTORIO#ENARGAS que establecen los nuevos cuadros tarifarios de transporte, corresponde la inclusión del nuevo costo de transporte aprobado en los cuadros tarifarios que se aprueban con el presente acto.

Que con fecha 8 de agosto de 2018, el Instituto de Subdistribuidores de Gas de Gas de la República Argentina (ISGA) solicitó a esta Autoridad Regulatoria la inclusión de un ítem en el Orden del Día de las Audiencias Públicas a convocarse para septiembre de este año, a fin de que se considerara la adecuación del margen del servicio de subdistribución, y una “recomposición” de su tarifa.

Que según manifestaba el ISGA en su presentación: “...mientras los Cuadros Tarifarios aprobados en la RTI para el período 2017-2022 permiten a las Licenciatarias de transporte y distribución prestar el servicio conforme lo requiere el Marco Regulatorio, esta situación no se replica para los SDBs los

*adherentes a la presente en particular- a quienes, por el contrario, les provocan crecientes perjuicios económicos y financieros”.*

Que, asimismo, señalaba que *“Los márgenes brutos de los SDBs, particularmente los de quienes adhieren a la presente, se encuentra en niveles que no les permiten una adecuada prestación del servicio”* (el destacado es nuestro).

Que, seguidamente, agregó que: *“Los ingresos obtenidos por la facturación de los servicios de distribución (a tarifas que a las DISTCOS les resultan razonables) no les alcanzan a los SDBs para pagar los costos de gas, transporte, peaje por uso de la red de distribución, y los costos propios (operativos, comerciales y administrativos), incluyendo los incurridos por capital de trabajo”.*

Que, por las razones expuestas, el ISGA solicitó a esta Autoridad Regulatoria: **1)** La adecuación del margen bruto de la actividad de Subdistribución para la prestación del servicio, mediante: **(a)** La reformulación de la metodología de cálculo del precio del gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) para SDBs; **(b)** La disminución de la tarifa SDB (proporcional a la relación entre el margen de las Distribuidoras y el de las SDBs, y entre las tarifas SDB de una región a otra); **(c)** La revisión de las tarifas negativas en el “city gate” (entre la tarifa SDB y las finales por categorías); **(d)** La redefinición de la Tarifa negativa a Gran Usuario (GU) y GNC cuando para su atención las Distribuidoras utilizan las instalaciones y el servicio de los SDBs; y **(e)** La inclusión de un cargo compensatorio transitorio (equivalente a la diferencia entre los cargos fijos vigentes y el aplicable a los SGP para recuperar deudas contraídas (por gas, tarifa SDB, impuestos) a partir de vigencia de las tarifas de la RTI.; **2)** La inclusión de una tarifa y/o cargo estacional en categorías residenciales y SGP (similar distribución eléctrica) o en su caso la factura mínima que resuelve en parte el problema de falta de contribución a los costos fijos en las épocas estivales en zonas de veraneo; y **3)** La neutralidad de la carga fiscal por variaciones que gravan la actividad o imponen obligaciones recaudatorias que impactan económica y/o financieramente en el margen de SDB.

Que teniendo presente lo solicitado por el ISGA, esta Autoridad Regulatoria incluyó un punto especial en el Orden del Día de las Audiencias Públicas N° 96 y 97, conforme surge de las resoluciones de convocatoria a las mismas, RESFC-2018-184-APN-DIRECTORIO#ENARGAS y RESFC-2018-186-APN-DIRECTORIO#ENARGAS.

Que, de ese modo, el planteo realizado por el ISGA sería puesto a consideración en el mismo marco – Audiencias Públicas – que el correspondiente a los ajustes semestrales (por aplicación de la metodología de variación semestral) y estacionales (por traslado de precio de gas y diferencias diarias acumuladas).

Que en cada una de las Audiencias Públicas, el representante del ISGA expuso cuál era la situación de algunos subdistribuidores, y reiteró las consideraciones que ya habían sido planteadas previamente a esta Autoridad Regulatoria en su presentación del 8 de agosto de 2018.

Que en cuanto al encuadre legal de la presentación del ISGA, la Gerencia de Asuntos Legales de este Organismo emitió el Dictamen Jurídico IF-2018-48101477-APN-GAL#ENARGAS del 27 de setiembre de 2018, por el cual encuadró tal pretensión en las previsiones del Art. 47 de la Ley N° 24.076, en el entendimiento de que *“si bien el ISGA no es en rigor de verdad un ‘particular’, y tampoco calificó su petición en los términos del Artículo 47 de la Ley N° 24.076, no corresponde hacer en este caso una interpretación restrictiva de la norma. Efectivamente, teniendo en cuenta el principio del informalismo a favor del administrado, que rige en los procedimientos administrativos (conf. Artículo 1, inc. c) de la Ley N° 19.549), no corresponde exigir a los administrados requisitos formales no esenciales ni la calificación jurídica de sus peticiones”.* A lo que añadió: *“dicho esto, se observa que se hallan cumplidos los extremos que prevé el Artículo 47 de la Ley N° 24.076 para que esta Autoridad Regulatoria proceda a analizar si los cuadros tarifarios aplicables por los subdistribuidores resultan ser adecuados o no, particularmente atendiendo los casos que encuadren en los puntos (b) y (c) del pedido de ISGA referidos a la disminución de la tarifa SDB y las tarifas negativas en el ‘city gate’.* Asimismo, teniendo presente los principios de celeridad, economía y eficacia (conf. Artículo 1, inc. b) de la Ley N° 19.549), se entiende oportuno y

*conveniente que dicho análisis se haga conjunta y paralelamente con el correspondiente a los ajustes semestrales y estacionales de los cuadros tarifarios de las Licenciatarias de Transporte y Distribución, que también fueron objeto de las Audiencias Públicas N° 96 y 97”.*

Que, en cuanto al alcance de las materias a analizar, el análisis jurídico realizado las limitó a los puntos (b) y (c) del pedido de ISGA referidos a la disminución de la tarifa SDB y las tarifas negativas en el “City Gate”, por las razones expuestas en el mencionado Dictamen.

Que, en virtud de lo expuesto, se procedió analizar la relación y nivel de las tarifas en City Gate entre la categoría SDB y las categorías residenciales y de Servicio General P.

Que, al respecto, para el caso de los usuarios de la zona de licencia de CUYANA se ha verificado que se alcanza tal extremo, razón por la cual se alteraron los márgenes de distribución vigentes, reduciendo la tarifa correspondiente a los usuarios SDB y adecuando las tarifas de las restantes categorías de usuarios de modo tal que, considerando la demanda estimada en el marco de la RTI, el valor presente neto de los ingresos reconocidos a la Licenciataria no se vea alterado.

Que toda vez que los cuadros tarifarios se emiten con posterioridad al día 1° de octubre de 2018, en razón de no contarse con la debida antelación con información suficiente respecto de las Diferencias Diarias Acumuladas, resultan aplicables las disposiciones del Numeral 9.9 de las RBLD que establece que “*No habrá derecho al aumento de la tarifa ni a indemnización alguna para compensar los efectos de la demora en que se incurra por causas atribuibles a la Licenciataria en poner en aplicación las tarifas iniciales o toda nueva tarifa que posteriormente corresponda*”.

Que el Servicio Jurídico Permanente de este Organismo ha tomado la intervención que por derecho corresponde.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS se encuentra facultado para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto por los Artículos 38 y 52 inciso f) de la Ley N° 24.076 y en el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte y el mismo Capítulo de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobadas por Decreto N° 2255/92.

Por ello,

## EL DIRECTORIO

### DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

#### RESUELVE:

ARTICULO 1°: Declarar la validez de la Audiencia Pública N° 97 en mérito a los CONSIDERANDOS precedentes, no haciendo lugar a las impugnaciones formuladas.

ARTICULO 2°: Aprobar los Cuadros Tarifarios de DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A., con vigencia a partir del día de su publicación, que como Anexo IF-2018-49736461-APN-GAL#ENARGAS forman parte del presente acto.

ARTICULO 3°: Aprobar el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales, obrante como Anexo IF-2018-49736461-APN-GAL#ENARGAS forma parte del presente acto, a aplicar por DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A., a partir del día de su publicación, el que deberá ser exhibido en cada punto de atención de la Prestadora y de las Subdistribuidoras de su área licenciada.

ARTICULO 4°: Disponer que los Cuadros Tarifarios que forman parte de la presente Resolución, así como

el Cuadro de Tasas y Cargos por Servicios Adicionales también aprobado por este acto, deberán ser publicados por DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. en un diario de gran circulación de su área licenciada, día por medio durante por lo menos tres (3) días dentro de los diez (10) días hábiles contados a partir de la notificación de la presente; conforme lo dispuesto por el Artículo 44 in fine de la Ley N° 24.076.

ARTICULO 5°: Ordenar que para el caso de que la entrada en vigencia de la presente Resolución se produzca durante el transcurso de un período de facturación, será de aplicación lo dispuesto en el Punto 14 (k) del Reglamento de Servicio de Distribución (T.O. por Resolución ENARGAS N° I-4313/17 modificada por Resolución ENARGAS N° I-4325/17).

ARTICULO 6°: Instruir a las prestadoras del servicio de distribución a implementar la bonificación correspondiente a los beneficiarios de la TARIFA SOCIAL, la que será equivalente a un CIEN POR CIENTO (100%) del precio del Gas Natural o del Gas Propano Indiluido por redes sobre un bloque de consumo máximo -bloque de consumo base- determinado en el ANEXO II (IF 2017-30706088-APN-SECRH#MEM) de la Resolución N° 474/2017 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN.

Los consumos por encima de dicho bloque de consumo base se abonarán al CIEN POR CIENTO (100%) del precio del Gas Natural o del Gas Propano Indiluido.

ARTICULO 7°: Instruir a las prestadoras del servicio de distribución a implementar que para los usuarios SGP-1 y SGP-2 de Servicio Completo que cumplan con los requisitos establecidos en el artículo 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA del MINISTERIO DE HACIENDA DE LA NACIÓN, regirá un límite de incremento del CINCUENTA POR CIENTO (50%) en el VALOR DEL GAS de las facturas que se emitan con consumos realizados a partir del 1° de octubre de 2018, tomando como base el monto del VALOR DEL GAS que hubiere correspondido de aplicarse para la misma categoría de usuario y para el mismo volumen consumido en el período de facturación corriente, las tarifas correspondientes a los últimos Cuadros Tarifarios aprobados, incrementado en un CINCUENTA POR CIENTO (50%).

ARTICULO 8°: Establecer que, conforme a lo dispuesto en el artículo 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA de la SECRETARÍA DE GOBIERNO DE ENERGÍA, y a los fines de la aplicación del beneficio mencionado en el artículo precedente, los usuarios de las categorías SGP-1 y SGP2 de Servicio Completo que soliciten el acceso a este beneficio deberán previamente estar inscriptos en el Registro de Empresas MiPyMES previsto en la Ley N° 24.467, o ser beneficiarios del régimen de la Ley N° 27.218 para Entidades de Bien Público de acuerdo con lo previsto en la Resolución N° 218 del 11 de octubre de 2016 del ex MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA DE LA NACIÓN.

ARTICULO 9°: Disponer que la bonificación que eventualmente corresponda facturar a los usuarios del Servicio General P-1 y P-2 de Servicio Completo, en virtud de lo establecido en los artículos 5° y 6° de la Resolución RESOL-2018-14-APN-SGE#MHA, se incorporará en la factura que se emita al usuario en línea separada, a continuación de los conceptos tarifarios relativos al Cargo Fijo y al Cargo por m3 de consumo –y en su caso, al subsidio del Art. 75 de la Ley N° 25.565 y modificatorias–, bajo la denominación “Bonificación Resolución SGE N° 14/18”.

ARTICULO 10: Los usuarios que adquieran gas natural con destino a expendio de GNC, que a la fecha no estén recibiendo gas de la distribuidora como servicio completo, sólo podrán acceder a tal modalidad en la medida en que la distribuidora haya garantizado la contratación del suministro de respaldo correspondiente a dicho abastecimiento por el término de doce (12) meses y con vigencia a partir del próximo período estacional.

A tales efectos, dichos usuarios deberán solicitar a la distribuidora sus necesidades abastecimiento de gas, con una antelación de, por lo menos, SESENTA (60) días antes del inicio del período estacional que se inicia en abril del año próximo, para que la Distribuidora incluya sus demandas dentro de tal período.

ARTICULO 11: Disponer que DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. deberá comunicar la presente Resolución a todos los Subdistribuidores autorizados a operar dentro de su área de Licencia, debiendo remitir constancia de ello a este Organismo dentro de los diez (10) días de notificada la presente.

ARTICULO 12: Registrar; comunicar; notificar a DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. en los términos del Artículo 41 de Decreto N° 1759/72 (T.O. 2017); publicar, dar a la DIRECCIÓN NACIONAL DEL REGISTRO OFICIAL y archivar.

Digitally signed by DANIEL ALBERTO Perrone  
Date: 2018.10.05 03:39:32 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by CASARES Carlos Alberto María  
Date: 2018.10.05 03:45:35 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by GUICHÓN Diego Fernando  
Date: 2018.10.05 03:47:06 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

Digitally signed by ROITMAN Mauricio Ezequiel  
Date: 2018.10.05 03:49:42 ART  
Location: Ciudad Autónoma de Buenos Aires

## DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3<sup>(1)</sup>, SDB Y GNC ABASTECIDOS CON GAS NATURAL - SIN IMPUESTOS

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo por Factura	R1	225,451882	221,953621	221,436926	
	R2 1°	238,174025	234,675767	234,159069	
	R2 2°	272,219809	268,421701	267,860713	
	R2 3°	307,639143	303,641133	303,050620	
	R3 1°	400,308122	396,110212	395,490176	
	R3 2°	463,918841	459,720931	459,100893	
	R3 3°	621,065415	616,267804	615,559191	
	R3 4°	1002,729725	997,932112	997,223499	
	P1-P2	568,122589	569,201749	568,557741	
	P3	2130,446389	2131,576401	2130,902045	
	GNC INTERRUMPIBLE	8332,312783	8333,019041	8332,597568	
	GNC FIRME	8332,312783	8333,019041	8332,597568	
	SDB	12858,565609	12859,259602	12858,845445	
Cargo por m3 de Consumo	R1	7,937589	7,883241	7,875187	
	R2 1°	7,937589	7,883241	7,875187	
	R2 2°	8,217707	8,157924	8,149065	
	R2 3°	8,220573	8,177998	8,168335	
	R3 1°	8,469557	8,393468	8,382194	
	R3 2°	8,469557	8,393468	8,382194	
	R3 3°	8,648302	8,818561	8,395615	
	R3 4°	8,648302	8,818561	8,395615	
	P1-P2	0 a 1000 m3	7,379270	7,387527	7,382591
		1001 a 9000 m3	7,278295	7,287980	7,282207
		más de 9000 m3	7,177331	7,184545	7,180245
	P3	0 a 1000 m3	7,567992	7,579140	7,572475
		1001 a 9000 m3	7,431676	7,442135	7,435900
		más de 9000 m3	7,295375	7,305114	7,299309
	GNC INTERRUMPIBLE	6,059899	6,064499	6,061203	
GNC FIRME	6,299595	6,305104	6,301808		
SDB <sup>(2)</sup>	1,176729	1,183943	1,179643		
Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	GNC FIRME	3,907962	3,907962	3,907962	

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,494235	5,494235	5,494235
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,494235	5,494235	5,494235
	R3 4°	5,494235	5,494235	5,494235
	P1-P2	5,494235	5,494235	5,494235
	P3	5,494235	5,494235	5,494235
	GNC	5,494235	5,494235	5,494235
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	0,123478	0,123478	0,123478
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	0,123478	0,123478	0,123478
	R3 4°	0,123478	0,123478	0,123478
	P1-P2	0,123478	0,123478	0,123478
	P3	0,123478	0,123478	0,123478
	GNC	0,123478	0,123478	0,123478
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	5,617713	5,617713	5,617713
	R3 1°-R3 2°-R3 3°	5,617713	5,617713	5,617713
	R3 4°	5,617713	5,617713	5,617713
	P1-P2	5,617713	5,617713	5,617713
	P3	5,617713	5,617713	5,617713
	GNC	5,617713	5,617713	5,617713
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	RESIDENCIALES	0,136835	0,136835	0,136835
	P1-P2	0,136835	0,136835	0,136835
	P3	0,136835	0,136835	0,136835
	GNC	0,136835	0,136835	0,136835
	SDB (como % del precio a sus usuarios)	2,49%	2,49%	2,49%
	RESIDENCIALES	1,054515	1,054515	1,054515
Costo de Transporte (\$/m3)	P1-P2	0,738161	0,738161	0,738161
	P3	0,738161	0,738161	0,738161
	GNC FIRME	0,369080	0,369080	0,369080
	SDB	0,492107	0,492107	0,492107

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	0,00%
	NEUQUINA	100,00%	100,00%	100,00%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,369080	100,00%	100,00%

(1) Usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

(2) No incluye precio de gas ni costo de gas retenido. El precio de gas natural a facturar a los usuarios SDB será el precio promedio ponderado que surja de las entregas de éstos a sus usuarios.

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

## DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS	
Cargo Fijo por Factura	P3	12860,971672	12861,677929	12861,256457	
	G	12858,565609	12859,259602	12858,845445	
	ID	25587,520016	25588,248665	25587,813835	
	FD	25587,520016	25588,248665	25587,813835	
	IT	25587,520016	25588,248665	25587,813835	
	FT	25587,520016	25588,248665	25587,813835	
Cargo por m3 de Consumo	P3	0 a 1000 m3	1,075283	1,086430	1,079766
		1001 a 9000 m3	0,938967	0,949426	0,943191
		más de 9000 m3	0,802666	0,812405	0,806600
	G	0 a 5000 m3	0,318021	0,323594	0,320273
		más de 5000 m3	0,256026	0,261281	0,258138
		ID	0,297610	0,302444	0,299543
	FD	0,171857	0,176679	0,173803	
	IT	0,232511	0,236989	0,234317	
	FT	0,106758	0,111249	0,108564	
	Cargo por Reserva (m3/día) <sup>(3)</sup>	G	8,272854	8,315333	8,289978
FD		6,021722	6,052738	6,034227	
FT		5,370653	5,398374	5,381836	

COSTO DE TRANSPORTE <sup>(4)</sup>	EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana 0,369080	100,00%	100,00%	100,00%

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

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

(2) Usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 m3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

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

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

## DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

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

TIPO DE CARGO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Cargo Fijo por Factura	EBP1	225.451882	221.953621	221.436926
	EBP2 1*	238.174025	234.675767	234.159069
	EBP2 2*	272.219809	268.421701	267.860713
	EBP2 3*	307.639143	303.641133	303.050620
	EBP3 1*	400.308122	396.110212	395.490176
	EBP3 2*	463.918841	459.720931	459.100893
	EBP3 3*	621.065415	616.267804	615.559191
	EBP3 4*	1002.729725	997.932112	997.223499
	Cargo por m3 de Consumo	EBP1	7.362134	7.307785
EBP2 1*		7.362134	7.307785	7.299732
EBP2 2*		7.642252	7.582468	7.573609
EBP2 3*		7.645118	7.602543	7.592879
EBP3 1*		7.894101	7.818012	7.806738
EBP3 2*		7.894101	7.818012	7.806738
EBP3 3*		8.072846	8.243105	7.820159
EBP3 4*		8.072846	8.243105	7.820159

COMPONENTES DEL CARGO POR m3 DE CONSUMO	CATEGORÍA / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Precio en el Punto de Ingreso en el Sistema de Transporte (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	4,944812	4,944812	4,944812
Diferencias Diarias Acumuladas (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	0,111130	0,111130	0,111130
Precio Incluido en los Cargos por m3 de Consumo (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	5,055942	5,055942	5,055942
Costo de Gas Retenido (\$/m3)	ENTIDADES DE BIEN PÚBLICO	0,123152	0,123152	0,123152
Costo de Transporte (\$/m3)	Factor de Carga al 100%	0,369080	0,369080	0,369080

COMPOSICIÓN DEL PIST Y DEL COSTO DE TRANSPORTE	CUENCA o EMPRESA-RUTA (\$/m3) / SUBZONA	MENDOZA	SAN JUAN	SAN LUIS
Participación por Cuenca en la Compra de Gas (en %)	NOROESTE	0,00%	0,00%	0,00%
	NEUQUINA	100,00%	100,00%	100,00%
	CHUBUT	0,00%	0,00%	0,00%
	SANTA CRUZ	0,00%	0,00%	0,00%
	TIERRA DEL FUEGO	0,00%	0,00%	0,00%
Participación por Ruta en la Compra de Transporte (en %)	TGN-Nqn-Cuyana	0,369080	100,00%	100,00%

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

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

**CARGO POR M3 DE CONSUMO**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	9,785742	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	8,740263
	1001 a 9.000 m3	8,658299
	más de 9.000 m3	8,576302
P3	0 a 1.000 m3	9,724403
	1001 a 9.000 m3	9,632585
	más de 9.000 m3	9,540729
GNC INTERRUMPIBLE	5,922154	
GNC FIRME	5,793680	

**CARGO POR RESERVA (m3/día)**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
GNC FIRME	3,907962

**CARGO FIJO POR FACTURA**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	1.002.729725
P1 y P2	1.002.729725
P3	1.002.729725
GNC INTERRUMPIBLE	8.332.312783
GNC FIRME	8.332.312783

**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	6,220991	0,000000	6,220991	1,725513	8,027,1	2,226,5
P1 y P2	6,220991	0,000000	6,220991	1,725513	8,027,1	2,226,5
P3	7,109704	0,000000	7,109704	1,725513	9,173,8	2,226,5
GNC INTERRUMPIBLE	5,617713	0,000000	5,617713	-	-	-
GNC FIRME	5,617713	0,000000	5,617713	-	-	-

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 DISTRIBUÍDO POR REDES, DEPARTAMENTO DE MALARGÜE - PROVINCIA DE MENDOZA

**CARGO POR M3 DE CONSUMO**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	4.892871	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	4.370132
	1001 a 9.000 m3	4.329150
	más de 9.000 m3	4.288151
P3	0 a 1.000 m3	4.862201
	1001 a 9.000 m3	4.816292
	más de 9.000 m3	4.770365

**CARGO FIJO POR FACTURA**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
R1, R2, R3	501,364863
P1 y P2	501,364863
P3	501,364863

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

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE	
R1, R2, R3	63,57%	
P1 y P2	0 a 1.000 m3	71,18%
	1001 a 9.000 m3	71,85%
	más de 9.000 m3	72,54%
P3	0 a 1.000 m3	73,11%
	1001 a 9.000 m3	73,81%
	más de 9.000 m3	74,52%

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

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

**CARGO POR M3 DE CONSUMO**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	9,163643

**CARGO FIJO POR FACTURA**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	1.002,729725

**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)
EBP1, EBP2, EBP3	5,598892	0,000000	5,598892	1,725513	7,224,4	2,226,5

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

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

**CARGO POR M3 DE CONSUMO**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	4,581821

**CARGO FIJO POR FACTURA**

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	501,364863

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

CATEGORÍA / SUBZONA	DEPARTAMENTO DE MALARGÜE
EBP1, EBP2, EBP3	61,10%

## DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

## TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN READECUADAS POR ART. 47

Distribuidora - Subzona	Categoría	Bloque de consumo	Característica de servicio	Cargo por m3 de consumo	Cargo Fijo por Factura	Cargo por Reserva (m3/día)
CUYANA - Mendoza	R1		Firme	0,94303	188,39438	0
CUYANA - Mendoza	R2-1		Firme	0,94303	199,025386	0
CUYANA - Mendoza	R2-2		Firme	1,177105	227,475068	0
CUYANA - Mendoza	R2-3		Firme	1,1795	257,07253	0
CUYANA - Mendoza	R3-1		Firme	1,387558	334,509518	0
CUYANA - Mendoza	R3-2		Firme	1,387558	387,66455	0
CUYANA - Mendoza	R3-3		Firme	1,536923	518,980958	0
CUYANA - Mendoza	R3-4		Firme	1,536923	837,911146	0
CUYANA - Mendoza	P1	0 1000	Firme	0,740837	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P1	1001 9000	Firme	0,656459	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P1	más de 9000	Firme	0,572091	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P2	0 1000	Firme	0,740837	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P2	1001 9000	Firme	0,656459	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P2	más de 9000	Firme	0,572091	474,740339	0
CUYANA - Mendoza	P3	0 1000	Firme	0,898539	1780,265141	0
CUYANA - Mendoza	P3	1001 9000	Firme	0,784629	1780,265141	0
CUYANA - Mendoza	P3	más de 9000	Firme	0,670732	1780,265141	0
CUYANA - Mendoza	SDB		Firme	0,572091	10745,00454	0
CUYANA - Mendoza	GNC		Firme	0,147043	6962,731412	3,265611
CUYANA - Mendoza	GNC		Interrumpible	0,2544	6962,731412	0
CUYANA - San Juan	R1		Firme	0,897615	185,471128	0
CUYANA - San Juan	R2-1		Firme	0,897615	196,102136	0
CUYANA - San Juan	R2-2		Firme	1,127148	224,301254	0
CUYANA - San Juan	R2-3		Firme	1,143923	253,731672	0
CUYANA - San Juan	R3-1		Firme	1,323976	331,001618	0
CUYANA - San Juan	R3-2		Firme	1,323976	384,15665	0
CUYANA - San Juan	R3-3		Firme	1,679196	514,97193	0
CUYANA - San Juan	R3-4		Firme	1,679196	833,902116	0
CUYANA - San Juan	P1	0 1000	Firme	0,747737	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P1	1001 9000	Firme	0,664552	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P1	más de 9000	Firme	0,578119	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P2	0 1000	Firme	0,747737	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P2	1001 9000	Firme	0,664552	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P2	más de 9000	Firme	0,578119	475,642118	0
CUYANA - San Juan	P3	0 1000	Firme	0,907854	1781,209413	0
CUYANA - San Juan	P3	1001 9000	Firme	0,793369	1781,209413	0
CUYANA - San Juan	P3	más de 9000	Firme	0,67887	1781,209413	0
CUYANA - San Juan	SDB		Firme	0,578119	10745,58446	0
CUYANA - San Juan	GNC		Firme	0,151646	6963,321582	3,265611
CUYANA - San Juan	GNC		Interrumpible	0,259004	6963,321582	0
CUYANA - San Luis	R1		Firme	0,890885	185,039362	0
CUYANA - San Luis	R2-1		Firme	0,890885	195,670368	0
CUYANA - San Luis	R2-2		Firme	1,119745	223,832476	0
CUYANA - San Luis	R2-3		Firme	1,135848	253,238222	0
CUYANA - San Luis	R3-1		Firme	1,314555	330,483498	0
CUYANA - San Luis	R3-2		Firme	1,314555	383,638528	0
CUYANA - San Luis	R3-3		Firme	1,32577	514,379792	0
CUYANA - San Luis	R3-4		Firme	1,32577	833,309978	0
CUYANA - San Luis	P1	0 1000	Firme	0,743612	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P1	1001 9000	Firme	0,659728	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P1	más de 9000	Firme	0,574526	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P2	0 1000	Firme	0,743612	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P2	1001 9000	Firme	0,659728	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P2	más de 9000	Firme	0,574526	475,103965	0
CUYANA - San Luis	P3	0 1000	Firme	0,902285	1780,645901	0
CUYANA - San Luis	P3	1001 9000	Firme	0,788159	1780,645901	0
CUYANA - San Luis	P3	más de 9000	Firme	0,674019	1780,645901	0
CUYANA - San Luis	SDB		Firme	0,574526	10745,23838	0
CUYANA - San Luis	GNC		Firme	0,148892	6962,969387	3,265611
CUYANA - San Luis	GNC		Interrumpible	0,25625	6962,969387	0

## DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A.

## TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN READECUADAS POR ART. 47

Distribuidora - Subzona	Categoría	Bloque de consumo	Característica de servicio	Cargo por m3 de consumo	Cargo Fijo por Factura	Cargo por Reserva (m3/día)
CUYANA - Mendoza	G	0 5000	Firme	0,265748	10745,00454	6,913046
CUYANA - Mendoza	G	más de 5000	Firme	0,213943	10745,00454	6,913046
CUYANA - Mendoza	GNC		Firme	0,147043	6962,731412	3,265611
CUYANA - Mendoza	GNC		Interrumpible	0,2544	6962,731412	0
CUYANA - Mendoza	GU - FD		Firme	0,143609	21381,70206	5,031932
CUYANA - Mendoza	GU - FT		Firme	0,08921	21381,70206	4,487879
CUYANA - Mendoza	GU - ID		Interrumpible	0,248692	21381,70206	0
CUYANA - Mendoza	GU - IT		Interrumpible	0,194293	21381,70206	0
CUYANA - San Juan	G	0 5000	Firme	0,270405	10745,58446	6,948543
CUYANA - San Juan	G	más de 5000	Firme	0,218334	10745,58446	6,948543
CUYANA - San Juan	GNC		Firme	0,151646	6963,321582	3,265611
CUYANA - San Juan	GNC		Interrumpible	0,259004	6963,321582	0
CUYANA - San Juan	GU - FD		Firme	0,147638	21382,31094	5,05785
CUYANA - San Juan	GU - FT		Firme	0,092963	21382,31094	4,511044
CUYANA - San Juan	GU - ID		Interrumpible	0,252731	21382,31094	0
CUYANA - San Juan	GU - IT		Interrumpible	0,198035	21382,31094	0
CUYANA - San Luis	G	0 5000	Firme	0,26763	10745,23838	6,927355
CUYANA - San Luis	G	más de 5000	Firme	0,215708	10745,23838	6,927355
CUYANA - San Luis	GNC		Firme	0,148892	6962,969387	3,265611
CUYANA - San Luis	GNC		Interrumpible	0,25625	6962,969387	0
CUYANA - San Luis	GU - FD		Firme	0,145235	21381,94758	5,042382
CUYANA - San Luis	GU - FT		Firme	0,090719	21381,94758	4,497224
CUYANA - San Luis	GU - ID		Interrumpible	0,250307	21381,94758	0
CUYANA - San Luis	GU - IT		Interrumpible	0,195802	21381,94758	0

**Importes Máximos de Tasas y Cargos Autorizados a Cobrar**

ITEM	CONCEPTO	IMPORTE
1	Examen para instalador	\$ 311
2	Matrícula instalador 1ra. categoría	\$ 176
3	Matrícula instalador 2da. categoría	\$ 176
4	Matrícula instalador 3ra. categoría	\$ 176
5	Reposición carnet instalador	\$ 176
6	Matrícula de empresas constructoras de obras por terceros	\$ 3.976
7	Renovación de la matrícula de empresas constructoras de obras por terceros, fuera de término	\$ 4.911
8	Copia de plano	\$ 77
9	Rotura y reparación de veredas del servicio (Baja Presión / Media Presión)	\$ 2.996
10	Gestión y envío de aviso de deuda común bajo firma	\$ 77
11	Notificación fehaciente de aviso de deuda mediante carta documento o telegrama	\$ 265
12	Zanjeo y tapada del servicio (Baja Presión / Media Presión)	\$ 1.422
13	Cargo por reconexión domiciliaria - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, menor o igual a 10 m3/h (Baja Presión / Media Presión)	\$ 545
14	Cargo por reconexión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario, mayor 10 m3/h	\$ 1.013
15	Servicio completo sin zanjeo y tapada (menor o igual a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	\$ 1.995
16	Servicio completo sin zanjeo y tapada (mayor a 1") y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión), no unifamiliar	\$ 6.338
17	Soldadura y/o perforación de tubería de servicio externa, sin zanjeo y tapada; y sin reparación de vereda (Baja y Media Presión)	\$ 1.543
18	Colocación de medidor menor o igual a 10 m3/h	\$ 545
19	Colocación de medidor mayor a 10 m3/h	\$ 2.027
20	Reposición de medidor extraviado, sin colocación (Baja y Media Presión)	\$ 1.169
21	Cargo por reconexión en Alta Presión - Reapertura de llave por causa imputable al usuario	\$ 10.446
22	Conexión y habilitación del servicio con zanjeo y tapada - en Alta Presión.	\$ 8.575



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional  
2018 - Año del Centenario de la Reforma Universitaria

**Hoja Adicional de Firmas**  
**Anexo firma conjunta**

**Número:**

**Referencia:** CUADROS TARIFARIOS CUYANA

---

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 10 pagina/s.

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2018.10.05 02:54:29 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2018.10.05 02:55:52 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR, o=MINISTERIO DE MODERNIZACION,  
ou=SECRETARIA DE MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT 30715117564  
Date: 2018.10.05 02:57:50 -03'00'

Digitally signed by GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE  
DN: cn=GESTION DOCUMENTAL ELECTRONICA - GDE, c=AR,  
o=MINISTERIO DE MODERNIZACION, ou=SECRETARIA DE  
MODERNIZACION ADMINISTRATIVA, serialNumber=CUIT  
30715117564  
Date: 2018.10.05 02:57:51 -03'00'