



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Resolución firma conjunta

Número:

Referencia: EX-2019-01861956- -APN-GAL#ENARGAS

VISTO el Expediente Electrónico N° EX-2019-01861956- -APN-GAL#ENARGAS la Ley N° 24.076; su Decreto Reglamentario N° 1738/92 y sus modificatorios; el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Transporte (RBLT) y el Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), aprobadas ambas por Decreto N° 2255/92; y

CONSIDERANDO:

Que cabe consignar que la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas” (en adelante la “Metodología”) sujeta a consulta mediante RESFC-2019-12-APN-DIRECTORIO#ENARGAS, que sirve como antecedente de la presente medida, ha generado un conjunto de observaciones, algunas de las cuales han sido receptadas por esta Autoridad Regulatoria, en tanto respecto de otras no se ha hecho lugar a lo propuesto o puesto en crítica y se ha decidido conservar la redacción original por los motivos que se argumentan en el presente acto.

Que, así las cosas, se ha cumplimentado -formal y materialmente- con la reglamentación de los Artículos 65 a 70 de la Ley N° 24.076, inciso 10, aprobada por el Decreto N° 1738/92, que prevé la consulta a los interesados en forma previa a la emisión de normas de alcance general.

Que dicho instituto tiene por objeto la habilitación de un espacio institucional para la expresión de opiniones y propuestas respecto de proyectos de normas de alcance general, contribuyendo a dotar de mayor transparencia y eficacia al sistema, y permitiendo a esta Autoridad Regulatoria evaluar los tópicos a contemplar en la normativa.

Que cabe recordar que los argumentos vertidos en el contexto de la Consulta, si bien no son vinculantes, hacen a la motivación del acto administrativo.

Que el objeto de la Metodología que se aprueba en la presente Resolución, se da en el contexto donde la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación (en adelante SGE), aprobó mediante la Resolución SGE N° 32 del 8 de febrero de 2019 (RESOL-2019-32-APN-SGE#MHA), el mecanismo para el concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de las prestadoras del servicio público de distribución de gas por redes.

Que previo a evaluar los temas y argumentos que surgen del conjunto de observaciones recibidas en el

procedimiento participativo previamente referido, cabe realizar algunas precisiones de índole jurídica que dan forma al procedimiento en general y que surgen, como ya se ha dicho, de manifestaciones o críticas realizadas.

Que es notorio que la temática en análisis se inserta en el contexto de un “marco regulatorio” que debe interpretarse en forma sistemática y no fragmentaria. Así ha dicho la Corte Suprema de Justicia de la Nación que “en la tarea de investigar las leyes debe evitarse darles un sentido que ponga en pugna sus disposiciones destruyendo las unas por las otras y adoptando como verdadero el que las concilie y deja a todas con valor y efecto...” (Fallos: 320:1962, sus citas y muchos otros).

Que, amén de lo expuesto, el presente acto cumple con los requisitos del procedimiento “común” a la Administración; así el inciso f) del artículo 1° de la Ley N° 19.549 y los requisitos esenciales del acto administrativo, Artículo 7° de la ley citada.

Que, asimismo, en todo momento, se ha hecho valer la cuestión del principio de especialidad -de derecho federal- en materia de eventual conflicto de normas.

Que debe puntualizarse que la Metodología que se aprueba en el presente acto no excede en ningún momento la potestad reglamentaria de esta Autoridad Regulatoria; así la Ley N° 24.076, norma específica en la materia, sostiene que “(e)n general, realizar todo otro acto que sea necesario para el mejor cumplimiento de sus funciones y de los fines de esta ley y su reglamentación” (Ley N° 24.076, art. 52, inc. x); cómo se ha manifestado, además, “Sintéticamente dicho, las fuentes de las facultades reglamentarias de los entes son tres: (i) la Constitución, artículo 42; (ii) la ley creadora del ente, y (iii) el reglamento del Poder Ejecutivo que crea el ente” (Bianchi, Alberto B., “La potestad reglamentaria de los entes reguladores”, en Revista de Derecho Administrativo Económico, N° 16, págs. 77 – 100, 2006).

Que, así, algunas de las observaciones receptadas no logran demostrar un “apartamiento” del “marco regulatorio” mencionado; la Metodología se ajusta a esos principios rectores; los cuales, en técnica jurídica, admiten distintos grados de determinación y pluralidad de concretizaciones posibles, y no habiéndose presentado ninguna ilegitimidad, antes bien meras discrepancias de criterios o planteos desde lo meramente conjetural.

Que, en ese sentido, no se ha demostrado atribuir un nexo lógico entre la Metodología aprobada por esta norma y una vulneración del principio de legalidad; en concreto, que la Metodología específica puesta en consulta vulnera ningún derecho fundamental reconocido en el llamado “bloque de constitucionalidad”.

Que, contrariamente, como cualquier actividad del Organismo, el diseño de la Metodología es una concretización del Artículo 2, inc. a de la Ley N° 24.076 en cuanto dispone que “Fíjense los siguientes objetivos para la regulación del transporte y distribución del gas natural. Los mismos serán ejecutados y controlados por el Ente Nacional Regulador del Gas que se crea por el artículo 50 de la presente ley: a) Proteger adecuadamente los derechos de los consumidores”.

Que, asimismo, lejos de apartarse de sus consideraciones, en todo momento, se han tenido presente los parámetros que en materia regulatoria surgen de la sentencia dictada 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”.

Que respecto del “pass through” y el traslado directo -o no- de los precios de gas, debe señalarse que, en el marco del traslado de precios de gas a las tarifas, la Ley N° 24.076 en su artículo N° 38, inc. c dispone 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”.

Que, en ese temperamento, y de acuerdo al artículo 38° del Decreto N° 1738/92 que aprobó la Reglamentación de la Ley N° 24.076, “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”.

Que con ello la potestad de revisión técnica que posee este Organismo debe quedar fuera de discusión, ante la literalidad de las normas recién mencionadas y los términos en los que está redactado el particular en la Metodología de marras.

Que, asimismo, el apartado 7 del artículo 37 del mencionado Decreto, con toda claridad dispone que “El Ente establecerá los requerimientos de información necesarios para controlar la correcta aplicación del mecanismo previsto en la habilitación, no pudiendo suspender, limitar o rechazar los ajustes en las tarifas excepto cuando y en la medida en que (i) se hayan detectado errores en los cálculos o su base y/o en los procedimientos aplicados, o (ii) se haya configurado la circunstancia prevista en el Artículo 38 de esta Reglamentación” y es por esto último que no existe principio alguno de traslado directo del precio de gas a la tarifa.

Que, en consecuencia y como ya se dijera, el Ente no puede renunciar a las potestades que surgen del “marco regulatorio” y del principio de obligatoriedad de la competencia, que lo obliga con ello a limitar al traslado del precio de gas a la tarifa cuando considera que este resulta, en el contexto en el que fue acordado, excesivo.

Que, además, esta Autoridad Regulatoria no puede fijar de antemano una regla de aceptación y traslado directo de los precios acordados por la Distribuidora con sus proveedores, pero sí establecer criterios que surgen del propio ordenamiento jurídico.

Que el conjunto de instituciones reseñadas es acorde a los objetivos definidos en el Artículo 2° de la Ley N° 24.076, que incluye, entre otros: “b) Promover la competitividad de los mercados de oferta y demanda de gas natural, y alentar inversiones para asegurar el suministro a largo plazo”.

Que, también a título de ejemplo, el Decreto N° 1411/94, en directa aplicación de los principios reseñados, establece que el ENARGAS deberá certificar si las operaciones de compra de gas natural realizadas por las Distribuidoras “se han concretado a través de procesos transparentes, abiertos y competitivos realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones”.

Que en este orden de cuestiones, la Ley N° 24.076 establece en el artículo 24° que “las distribuidoras deberán tomar recaudos necesarios para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles”, y eso incluye los recaudos al momento de contratación.

Que por su parte, el artículo 52° inciso d) establece que el “ENTE tendrá entre sus funciones y facultades, la de dictar las instrucciones necesarias a los transportistas y distribuidores para asegurar el suministro de los servicios no interrumpibles”.

Que, en este sentido, el abastecimiento de los usuarios ininterrumpibles o prioritarios, a los cuales la Prestadora abastece con servicio completo, no podrá quedar sujeto a los remanentes de transporte de la contratación de usuarios de unbundling, en tanto ello atenta con la seguridad de abastecimiento y la minimización de costos por las que debe velar la Prestadora.

Que, por lo tanto, al momento de prever la contratación de gas para los usuarios prioritarios a los cuales provee de Servicio Completo, las Prestadoras deberán asegurar con primera prioridad el abastecimiento de dichos usuarios, conforme las combinaciones de transporte (mix) incorporadas en los cuadros tarifarios

vigentes, o de cualquier otra combinación, que compatible con la seguridad de abastecimiento, arroje un menor costo (precio promedio ponderado).

Que en materia del ajuste por tipo de cambio, cabe precisar que la incorporación de los precios de gas natural a la tarifa no responde a ningún tipo de mecanismo indexatorio sino a lo dispuesto por el punto 9.4.2.5 de las RBLD aprobadas por Decreto N° 2255/92.

Que, atento a que los precios pactados en los contratos de compra venta de gas natural pueden encontrarse denominados en dólares estadounidenses, este Organismo debe definir el tipo de cambio a considerar a efectos de su conversión a pesos.

Que, además, tal como establece el Decreto N° 1053/18, en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional, y en ese sentido, la Metodología puesta a consulta establece que “Se considerarán los costos de adquisición abonados en pesos por las prestadoras tomando en cuenta el tipo de cambio incluido en los Cuadros Tarifarios del período estacional correspondiente”.

Que corresponde entonces precisar el tipo de cambio a tomar en cuenta para el traslado de los precios de gas a tarifas.

Que, ponderadas las presentaciones efectuadas y las potestades de esta Autoridad Regulatoria, resulta conveniente definir que el tipo de cambio a utilizar para el traslado de los precios de gas a tarifas sea el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Que en cuanto a las observaciones que desestiman la competencia de este Organismo para definir la metodología para la determinación del tipo de cambio, corresponde indicar que en el marco del Decreto N° 1053/18 (artículo 9°), se facultó al ENARGAS a dictar las normas complementarias necesarias para la aplicación de este punto, dentro de las cuales se enmarca la Metodología de traslado a Tarifa del precio del gas.

Que en lo que concierne a la aplicabilidad del Decreto N° 1020/95, debe señalarse que la operatividad del mismo fue afectada por cuestiones relacionadas con el marco de la Emergencia, y que dada la evolución actual del mercado en lo que al Decreto en cuestión refiere, se dictarán oportunamente los mecanismos e instrucciones convenientes a fin de viabilizar su aplicación.

Que, por otro lado, sobre la apertura de los volúmenes de compra mensual de gas a reconocer en categorías, debe señalarse que para su realización se utilizan las Declaraciones Juradas presentadas por las empresas al ENARGAS en el marco de la facturación de productores, las cuales reflejan la facturación de estos últimos a las Distribuidoras y en ese marco, no se presentan aperturas adicionales que el ENARGAS pueda utilizar.

Que, de todos modos, a partir de octubre de 2018 el precio de gas natural se unificó para todas las categorías, por lo que esta distinción, actualmente, no resultaría relevante para los cálculos correspondientes a los volúmenes de ese mes y posteriores.

Que, respecto de otro concepto sometido a consulta, relativo a los volúmenes por los cuales se dividirán las diferencias calculadas, el procedimiento presentado (Metodología) y el punto 9.4.2.5 de las RBLD mantienen el criterio de dividir la suma de las diferencias calculadas por el total de metros cúbicos vendidos por la Distribuidora en el período estacional siguiente, pero del año anterior y no se considera que exista una situación extraordinaria o elementos que fundamenten la no representatividad de estos volúmenes.

Que, en otro orden de ideas, se realizaron planteos respecto del plazo para presentar la información por

parte de las Distribuidoras y, a fin de evitar inconvenientes para el procesamiento de la información, se consideró necesario que las Prestadoras presenten toda la información que esta Autoridad requiera para emitir los nuevos cuadros tarifarios hasta quince (15) días antes que inicie cada nuevo período estacional.

Que dicho período no se modificará por considerarse sumamente pertinente y razonable a los fines dispuestos en el considerando anterior.

Que, tampoco se establecerán límites temporales para que esta Autoridad Regulatoria realice observaciones a la información presentada.

Que, en otro orden, cabe referir lo concerniente al gas retenido, en tanto parte de los costos de transporte; la modalidad de ajuste de dicho componente, contemplando el precio actualizado del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) se realiza a partir de lo dispuesto por el artículo 8° del Decreto N° 180/04.

Que, como puede observarse en los informes que han tratado la cuestión, este Organismo siempre ha determinado las DDA en City Gate, detrayendo de los volúmenes de compra de gas, los volúmenes correspondientes a gas retenido (% teórico) y es objetivamente razonable que se continúe en esa línea.

Que con respecto a las devoluciones del gas retenido realizadas por las Transportistas al Cargador, los Decretos N° 2457/92 (TGN) y N° 2458/92 (TGS), en el apartado Tarifas de Servicios Firme e Interrumpible, establecen claramente que el transportista llevará contabilidades mensuales separadas y para cada tramo de transporte (según el Cuadro Tarifario correspondiente) que reflejen: (a) el consumo real de combustible y la cantidad real de gas perdido, y (b) la retención de combustible de acuerdo con lo dispuesto en los regímenes tarifarios de TF y de TI.

Que así las cosas si la diferencia (a) - (b) es positiva, el Transportista deberá devolver al Cargador la cantidad de gas equivalente en poder calórico a esa diferencia, en el mes posterior a aquel en que fue computada.

Que, dicho de otro modo, el costo real de combustible que tienen los Cargadores, es el del gas natural comprado inicialmente como porcentaje (%) de ‘gas retenido’ teórico menos la ‘devolución de ese combustible’.

Que el derecho sobre los ‘volúmenes de devolución’ no es del tipo que se pueda ceder, sino que la recepción de esa devolución de combustible es la que va a determinar el costo real que la Prestadora tiene en concepto de transporte.

Que en materia de DDA y la definición del criterio de lo “pagado” o “comprado” para la definición como principio rector, cabe consignar que el procedimiento aplicado en octubre 2018 y la Metodología propuesta son completamente compatibles con lo indicado en las RBLD, dado que las diferencias diarias se acumulan mensualmente hasta el último día hábil de un período estacional; si se cuenta con la información disponible para trasladarlas, así se hace en el período estacional siguiente.

Que, caso contrario, si no se cuenta con la totalidad de la información para calcularlas, se llevan adelante los cálculos hasta el período del que se disponga información cierta y el cálculo del resto de los meses se lleva adelante en el período estacional siguiente.

Que no surge de las RBLD que para la elaboración de las DDA se deba utilizar el criterio de lo devengado.

Que, asimismo, utilizar el criterio de lo efectivamente pagado es otra implementación concreta de lo que debería ser el principio rector de todo lo relacionado con el traslado del precio del gas y de las DDA a la tarifa: el principio de mínimo costo para el usuario compatible con la seguridad del abastecimiento.

Que, en otro orden de consideraciones, y en relación con los volúmenes de compra mensual a reconocer,

corresponde llevar adelante para cada periodo estacional un análisis pormenorizado de la gestión de compra diaria de cada Prestadora (tal como quedara plasmado oportunamente en los informes previos a las correspondientes resoluciones emitidas en el contexto del último ajuste semestral IF-2018-49096072-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49096035-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49096001-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49095958-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49095895-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49093887-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49093804-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49093730-APN-GDYE#ENARGAS, IF-2018-49093566-APN-GDYE#ENARGAS).

Que el objeto del análisis en cuestión consiste en evaluar las compras de gas realizadas por las Prestadoras, conforme lo establecen los criterios regulatorios y normativos aplicables en el marco del punto 9.4.2 de RBLD en cuanto a compras de gas en PIST/D, como al despacho diario establecido en los Reglamentos Internos de los Centros de Despacho (RICD) vigentes.

Que, a tal fin, con el objeto de la puesta en consulta de la Resolución ENARGAS N° 12/2019, se elaboró el informe IF-2018-02055523-APN-GAYA#ENARGAS: Modelo Optimizado de despacho operativo-económico para demanda abastecida con servicio completo (el Informe del Modelo) , el cual reproduce las cuestiones de alcance general explicitadas en los informes individuales antes citados, y pone a disposición la metodología de cálculo para simular el Despacho diario a partir de información provista por la propia prestadora, en el marco de protocolos informáticos existentes y/o de requerimientos formales específicos.

Que, el referido informe destaca los antecedentes y consideraciones que el equipo técnico tiene en cuenta en la evaluación individual y pormenorizada de los volúmenes de gas a reconocer.

Que, por lo tanto y a fin de realizar un análisis que contemple los criterios allí expuestos, se requiere de un estudio de mayor profundidad y detalle, en el cual se evalúan entre otros aspectos, las inyecciones respecto de los consumos, el análisis de los desbalances acumulados reales, ajustes, observaciones puntuales que la prestadora informa, entre otros elementos de análisis.

Que cabe destacar, finalmente, que el objeto de este proceso es evaluar la consistencia de los datos agregados y que, si bien no se trata de una auditoría de la operación de Despacho, sin embargo, nada obsta a que del análisis de las compras de gas que se realice puedan surgir observaciones que resulten de consideración en la materia.

Que, en este sentido resulta oportuno aclarar que en materia de Despacho y en relación con la utilización del transporte, las normas que conforman los RICD establecen en el punto 2. *ASIGNACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE/ 2.1. “La nominación de transporte de cada distribuidora para su Demanda Prioritaria tendrá preeminencia por sobre el pedido de otros clientes de la misma distribuidora, ello así en cuanto a que en primer lugar se decidirán las asignaciones y mixes de gas y transporte para abastecer la Demanda Prioritaria”.*

Que, por lo tanto, toda evaluación que efectúa este Organismo se sustenta sobre los principios normativos de cumplimiento obligatorio, sin dejar de observar que la obligación de las Prestadoras es asegurar el abastecimiento de los usuarios ininterrumpibles.

Que, finalmente, la Metodología versa en torno a un análisis detallado y pormenorizado en relación con la operación de Despacho diario, cuyo objetivo es evaluar la razonabilidad de las compras que efectúa la Distribuidora en el marco de la operación de despacho, teniendo en consideración la complejidad de las condiciones en las que éste se desarrolla.

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 el Artículo 52, incisos d), e) y x) de la Ley N° 24.076 y en el Decreto N°

1411/94.

Por ello,

EL DIRECTORIO DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º: Aprobar la “Metodología de Traslado a tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas”, que como Anexo IF2019-08335385-APN-GAL#ENARGAS forma parte de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2º: Dicha Metodología será de aplicación a partir de su fecha de publicación en el Boletín Oficial de la República Argentina.

ARTÍCULO 3º: Registrar, publicar, dar a la Dirección Nacional del Registro Oficial y archivar.

ANEXO

Metodología de Traslado a Tarifas del precio de gas y Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas

I. Antecedentes

El presente Anexo tiene por objeto presentar una metodología detallada respecto a los futuros traslados a tarifas de los precios del gas natural, gas propano indiluido por redes, y un procedimiento general para el cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs).

II. Traslado a tarifas del precio de gas

De acuerdo a las previsiones del Decreto N° 1411/94, a efectos del ajuste estacional de precios, el ENARGAS deberá analizar lo actuado por las Licenciatarias en materia de compras de gas, particularmente en lo que respecta a la realización de esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones.

En tal sentido, se considerará, en principio, satisfecho el cumplimiento de la certificación requerida por el Decreto N° 1411/94, en el marco de la adecuada evaluación que debe realizar este Organismo de los contratos de adquisición de gas para su eventual traslado a tarifas, si dichos contratos provienen de subastas públicas realizadas en el ámbito del MERCADO ELECTRÓNICO DE GAS S.A. (MEGSA), en tanto las mismas cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del Decreto N° 1053/18.

Por otra parte, el abastecimiento de consumidores directos que utilizan transporte de la Distribuidora no deberá incrementar el costo unitario de aquellos usuarios que reciben el suministro de gas natural directamente de la prestataria de distribución.

En este sentido, se aclara que el abastecimiento de los usuarios prioritarios, a los cuales la Prestadora abastece con servicio completo, no podrá quedar sujeto a los remanentes de transporte de la contratación de usuarios de unbundling, en tanto ello atenta contra la seguridad de abastecimiento y mínimo costo, por los que debe velar la Prestadora.

Por lo tanto, al momento de prever la contratación de gas para los usuarios prioritarios a los cuales provee de Servicio Completo, las Prestadoras asegurarán con primera prioridad el abastecimiento de dichos usuarios, conforme las combinaciones de transporte (mix) incorporadas en los cuadros tarifarios vigentes, o de cualquier otra combinación, que -compatible con la seguridad de abastecimiento- arroje un menor costo (precio promedio ponderado).

Atento a que los precios pactados en los contratos pueden encontrarse denominados en dólares estadounidenses, este Organismo definirá el tipo de cambio a considerar a efectos de su conversión a pesos para el traslado a tarifas.

Para el citado traslado, se utilizará el valor promedio del tipo de cambio vendedor del Banco de la Nación Argentina (Divisas) observado entre el día 1 y el día 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada periodo estacional, o bien los tipos de cambio contenidos en los contratos cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Para el caso de los volúmenes que no estén cubiertos por contratos, siempre y cuando esté disponible la información para realizar el cálculo, se aplicará lo dispuesto en el punto 9.4.2.6 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) y el Decreto N° 1020/95.

Los procedimientos y criterios que se detallan a continuación para el caso específico del gas natural también se aplicarán, en lo que corresponda, para el cálculo de las DDAs correspondientes a las localidades abastecidas mediante gas propano indiluido por redes.

III. Procedimiento General para el Cálculo de las Diferencias Diarias Acumuladas (DDAs)

El punto 9.4.2.5. de las RBLD establece los principios generales para el cálculo de las DDAs para un período estacional, de donde se desprende que la Licenciataria debe llevar una contabilidad diaria, por un lado, del **Monto de compra diaria de gas a reconocer** a la Distribuidora, entendido que el mismo debe ser por subzona y, en caso de corresponder, categoría de usuario de servicio completo, y, por otro lado, del **Monto de venta diaria por componente gas**, por subzona y, en caso de corresponder, categoría de usuario de servicio completo de la Distribuidora, de acuerdo al valor aprobado por la Autoridad Regulatoria en el Cuadro Tarifario del período correspondiente.

Una vez determinados ambos montos, se acumularán mensualmente y luego se procederá a calcular el **Monto de Diferencia Mensual** por categoría de usuario de servicio completo y subzona de cada Distribuidora, restando mes a mes al **Monto de compra mensual de gas a reconocer** el **Monto de venta mensual por componente gas**.

Una vez obtenido el **Monto de Diferencia Mensual** por categoría y subzona de cada Distribuidora, se procederá a actualizar dicho monto por la tasa efectiva del Banco de la Nación Argentina para depósitos en moneda argentina a 30 (treinta) días de plazo, desde el momento del pago y hasta el último día hábil del mes anterior a la entrada en vigencia del siguiente período estacional.

Para obtener el valor de la **DDA** expresado en pesos por metro cúbico por subzona que se incorporará al Cuadro Tarifario del período estacional siguiente, se procederá a consolidar el **Monto de Diferencia Mensual Actualizado** por categoría y a dividir dicho **Monto de Diferencia Mensual Actualizado y Consolidado** por una estimación de los volúmenes totales a entregar en cada subzona en el período estacional en el que se aplicarán los citados Cuadros Tarifarios. Como estimación de dichos volúmenes se considerarán los volúmenes totales por subzona entregados en igual período del año anterior.

A continuación, se describen los pasos de cálculo para obtener a) el

Monto de venta mensual por componente gas por subzona y categoría de la Distribuidora y, b) el **Monto de compra mensual de gas a reconocer** por subzona y categoría a la Distribuidora.

Debe resaltarse que la totalidad de la información necesaria y definitiva para realizar el cálculo de las DDA deberá estar disponible, como fecha límite, el día 15 (quince) del mes previo al inicio del periodo estacional siguiente, con la correspondiente documentación respaldatoria, sin perjuicio de la adecuada estimación que deberá presentar la prestadora en los procedimientos participativos convocados, la que deberá estar disponible con una antelación mínima de 10 (diez) días corridos previos a su celebración.

Procedimientos Particulares

a) Monto de venta mensual por componente gas

Para obtener el mencionado monto deberán considerarse dos variables para proceder a su multiplicación, a saber, 1) el **Volumen Mensual Facturado** por subzona y categoría y, 2) el **Precio de Gas por categoría (PIST)** a los cuáles se valorizará el volumen determinado en 1).

1) Volumen Mensual Facturado

Para la determinación de dicho volumen se utilizarán los volúmenes entregados que surgen de la información de Datos Operativos presentados por la Distribuidora al ENARGAS.

2) Precio de Gas por categoría (PIST)

Se considerarán los precios de gas incluidos en las tarifas vigentes durante el período estacional correspondiente.

b) Monto de compra mensual de gas a reconocer

Para obtener el mencionado monto deberán calcularse y considerarse dos variables para proceder a su multiplicación, a saber, 1) el **Volumen de compra**

mensual de gas a reconocer por subzona y categoría de corresponder y, 2) los **Precios** a los cuáles se valorizará el volumen determinado en 1).

1) Volumen de compra mensual de gas a reconocer

Para determinar dicho volumen se evaluarán las compras de gas realizadas por las Prestadoras, conforme lo establecen los criterios regulatorios y normativos aplicables en el marco del punto 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD) en cuanto a compras de gas en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST/D), como al despacho diario establecido en los Reglamentos Internos de los Centros de Despacho (RICD) vigentes.

Dicha evaluación considerará los volúmenes de inyección diario de gas por subzona, analizados desde la perspectiva, que conforme los RICD vigentes y los contratos presentados, la operación de la Prestadora se atenga al principio de asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento. Adicionalmente, se evaluarán los desbalances, ajustes, devoluciones de gas retenido y otras cuestiones operativas que la Prestadora informe, así como los volúmenes *spot* adquiridos.

Finalmente, se determinará el volumen de compra a reconocer en base a la razonabilidad de las compras que efectúa la Distribuidora en el marco de la operación de despacho, teniendo en consideración las particularidades intrínsecas de la operación. Las particularidades de la operación de despacho se describen en el informe IF-2019-02055523-APN-GAYA#ENARGAS, en el cual se desarrolla un modelo de programación lineal que simula la operación de despacho sobre la base los RICD y características de abastecimiento de cada Prestadora. Los resultados del modelo antes mencionado se utilizan como referencia al momento de evaluar los volúmenes inyectados informados por la Prestadora.

Cabe aclarar que, para las etapas posteriores del presente proceso, es necesario disponer de los volúmenes diarios discriminados por cuenca, productor, contrato, transportista y subzona, y de no ser provistos por la Prestadora, serán estimados en el marco de esta evaluación. Una vez validados

los volúmenes de compra diaria se los denomina **Volúmenes Inyectados Diarios**. Posteriormente dichos volúmenes son consolidados mensualmente para obtener el **Volumen Inyectado Mensual**.

Al **Volumen Inyectado Mensual**, que se encuentra abierto por cuenca, productor, contrato, transportista y subzona, se le detraerá el **Volumen de Gas Retenido** de acuerdo a los porcentajes teóricos de cada ruta de transporte, considerando las devoluciones de retenido, para así obtener el **Volumen mensual entregado en City Gate**.

En este punto se procederá a realizar una comparación entre el **Volumen mensual entregado en City Gate** y el **Volumen Mensual Facturado** por subzona (punto 1 del apartado anterior) con el objetivo de determinar el **Gas Natural No Contabilizado**. Para ello se restará al **Volumen mensual entregado en City Gate** el **Volumen Mensual Facturado**, por subzona.

Si el valor de la resta es positivo, ello indica que existieron volúmenes de **Gas Natural No Contabilizado**, los que serán detraídos del **Volumen mensual entregado en City Gate** para así finalmente obtener el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**.

Por el contrario, si el valor de la resta es negativo, no se modificará el **Volumen mensual entregado en City Gate**, pasando esta variable a constituir el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**.

Una vez determinado el **Volumen de compra mensual de gas a reconocer**, en caso de corresponder, el mismo será abierto por categoría, aplicando los porcentajes que surgen de la declaración jurada de compra de gas por categoría que realiza la Distribuidora en cuestión y con la que abona los volúmenes recibidos de los proveedores (DDJJ Productores), para así obtener **Volumen de compra mensual de gas a reconocer por categoría**.

2) Precios a considerar

Se considerarán los costos de adquisición abonados en pesos por las Prestadoras tomando en cuenta el tipo de cambio incluido en los Cuadros

Tarifarios del período estacional correspondiente, de acuerdo al artículo 8° del Decreto N° 1053 de 2018. Asimismo, se incluirán todos aquellos descuentos y beneficios obtenidos por los prestadores que reduzcan el precio arriba mencionado.



República Argentina - Poder Ejecutivo Nacional
2019 - Año de la Exportación

Hoja Adicional de Firmas
Anexo firma conjunta

Número:

Referencia: ANEXO - EX-2019-01861956- -APN-GAL#ENARGAS

El documento fue importado por el sistema GEDO con un total de 7 pagina/s.