



I / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

BUENOS AIRES, 31 MAR. 2017

VISTO el Expediente N° 29245, del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, lo dispuesto por las Resoluciones MINEM N° 130/16 y N° 74/17, lo establecido por la Ley N° 24.076 y su Reglamentación, aprobada por Decreto N° 1738/92, el punto 9.5.1.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución (RBLD), cuyo modelo fue aprobado por Decreto N° 2255/92, la Resolución ENARGAS N° 08/94, y

CONSIDERANDO:

Que por Resolución N° 31 de fecha 1 de abril de 2016 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA se instruyó a este Organismo a que lleve adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral (RTI), previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias de Transporte y Distribución de Gas Natural, en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias, y a que efectúe, sobre la base de la situación económica-financiera de las empresas Licenciatarias y a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, una adecuación de las tarifas de transición vigentes de los Servicios Públicos de Transporte y Distribución de Gas Natural.

Que mediante Nota N° 152 del 25 de abril de 2016 de la Subsecretaría de Exploración y Producción del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, se remitió a consideración de este Organismo; a fin de que se expidiera respecto de la presentación efectuada por REDENGAS S.A. por la que, con fecha 7 de abril de



2016, interpuso un pedido de Aclaratoria en los términos del artículo 102 del Decreto N° 1759/72, respecto de la mencionada Resolución MINEM N° 31/2016 con el objeto que por contrario imperio se procediera a suplir la “omisión suscitada, e incorpore a la empresa que represento a los alcances de la disposición de la parte resolutive”, argumentando un legítimo interés y derecho subjetivo a ser tratada en igualdad de condiciones que las Licenciatarias a las que se refiere el acto administrativo objeto de la petición aclaratoria.

Que el análisis efectuado por este Organismo fue remitido a la Subsecretaría de Exploración y Producción del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, mediante la Nota ENRG GAL/I N° 3683/16, adjuntando a tal efecto copia del Dictamen GAL N° 666/16.

Que ante la situación planteada, se expuso que la fuente legal de una eventual revisión tarifaria en este caso no era el proceso de renegociación contractual de una licencia, puesto que no posee, sino el punto 9.5.1.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución que le es aplicable a REDENGAS S.A. según lo establecido en el Artículo 4° de la Resolución ENARGAS N° 8 de fecha 23 de febrero de 1994, y que, por ello, el análisis en cuestión era específico de la situación de esa empresa y no resulta asimilable al resto de las Subdistribuidoras.

Que, por Resolución MINEM N° 130/16, se rechazó el recurso de aclaratoria interpuesto por REDENGAS S.A., y se le informó que podía solicitar a este Organismo la revisión tarifaria que corresponda con sustento en el punto 9.5.1.2 de las RBLD antes citado.



Que en orden a ello este Organismo remitió a la empresa la Nota ENRG/GAL/GDyE/GCER/I N° 8982 de fecha 23 de septiembre de 2016, informándole que se seguiría a su respecto, el procedimiento correspondiente indicado por la normativa vigente.

Que, por Nota GDyE/GAL/I N° 9100 del 29 de setiembre de 2016, dirigida a REDENGAS S.A., en el marco de la Resolución MINEM antes citada, se le solicitó la información y documentación necesarias para la determinación de la Base Tarifaria; indicándole asimismo la metodología y los criterios que debería aplicar el Consultor que designare para realizar la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público.

Que cabe destacar que si bien la empresa no tiene una Licencia otorgada por el Poder Ejecutivo Nacional, y por ello no se encuentra alcanzada por las disposiciones del Artículo 8° de la Ley N° 25.561, en materia de renegociación, ello no impide que le sean aplicables los mismo criterios utilizados para la determinación de los cuadros tarifarios de las Licenciatarias de Distribución; más aún, es preciso que así fuera para poder considerar a sus usuarios en las mismas condiciones que los que se encuentran en las restantes zonas y subzonas tarifarias.

Que, como se adelantó, en la RESOLUCIÓN ENARGAS N° 08/94 se determinó entre otras cuestiones, que se mantiene "la presente autorización dentro de los preceptos del Capítulo IX de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución", correspondiendo destacar que la empresa, se encuentra, además, conectada directamente a las instalaciones de un Transportista, y que, al momento de licitarse la Región IX, tanto en los pliegos, como en el contrato con Gasnea S.A.



expresamente se excluyó a la ciudad de Paraná debido a que en la misma ya se encontraba operando REDENGAS S.A. como prestador del servicio público.

Que en consecuencia resulta aplicable a REDENGAS S.A. el punto 9.5.1.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que, en línea con lo expuesto, debe indicarse que las Actas Acuerdo suscriptas por las Licenciatarias y la ex UNIDAD DE RENEGOCIACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS CONTRATOS DE SERVICIOS PUBLICOS (en adelante, "UNIREN"), ad referéndum del Otorgante, definen a la Revisión Tarifaria Integral como el procedimiento que implementará el ENARGAS con el objeto de determinar el nuevo régimen de tarifas máximas de la Licencia, conforme lo estipulado en el Capítulo I Título IX "Tarifas" de la ley N° 24.076 y normas complementarias.

Que atento a ello, las mismas Actas Acuerdo hacen referencia a la normativa de la Ley N° 24.076 que resulta aplicable a REDENGAS S.A. en orden a lo dispuesto por el Artículo 4° de la Resolución ENARGAS N° 8 de fecha 23 de febrero de 1994.

Que es preciso tener en cuenta que, sin perjuicio de entender que no le resultan aplicables a REDENGAS S.A. las disposiciones de los artículos 8 y 9 de la Ley N° 25.561 en cuanto a la renegociación de contratos celebrados con la Administración Pública, la prohibición de aplicar indicadores internacionales de mercado allí dispuesta, así como las pautas indicadas en las Actas Acuerdo para las Distribuidoras deben ser de aplicación general para todas las zonas y subzonas tarifarias, a fin de impedir la diferencias injustificadas entre los usuarios de aquéllas.

Que como se expuso, la situación que se presenta respecto de REDENGAS S.A. es distinta a la del resto de los Subdistribuidores por cuanto a



aquéllos se les aplican los cuadros tarifarios correspondientes a cada Distribuidora zonal.

Que es así que los criterios que rigen respecto de REDENGAS S.A. deben ser los mismos establecidos para las Distribuidoras, toda vez que la Ley N° 24.076 y su reglamentación se mantienen plenamente vigentes en todos aquellos aspectos que no contradijeren el plexo normativo resultante de la Ley N° 25.561.

Que tal interpretación se condice con los preceptos de la Ley N° 25.790.

Que la Reglamentación de los Artículos 65 a 70 de la Ley N° 24.076 aprobada por Decreto N° 1738/92, en su inciso 8) considera incluida la revisión quinquenal del cuadro tarifario entre los supuestos de audiencia pública obligatoria previstos en el Artículo 68 del citado texto legal.

Que por Resolución ENARGAS N° I-4124/16 se convocó a la Audiencia Pública N° 86 a celebrarse en la Ciudad de Santa Fe, Provincia de Santa Fe, el día 6 de diciembre de 2016 a fin de considerar la Revisión Tarifaria Integral de Transportadora de Gas del Norte S.A., Litoral Gas S.A., Gasnea S.A. y Redengas S.A., las propuestas de modificación de los Reglamentos de Servicio de Transporte y de Distribución aprobados por el Decreto N° 2255/92 y la metodología de ajuste semestral.

Que la Audiencia Pública se llevó a cabo dando estricto cumplimiento a las previsiones del Procedimiento de Audiencia Pública aprobado por Resolución ENARGAS I-4089/16, el cual recepta los preceptos del Decreto 1172/03, de lo que se da cuenta en el Dictamen GAL N° 417/17.



Que por Resolución ENARGAS N° I-4313/17 se declaró la validez, entre otras, de la citada audiencia, a la vez que se consideraron las participaciones de los interesados en lo atinente al procedimiento realizado, a las modificaciones del Reglamento de Servicio propuestas y a las tasas y cargos por servicios adicionales, por lo que en tales aspectos cabe remitirse al citado acto.

Que, asimismo, se resolvió diferir la aprobación de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral a las resultas del procedimiento de Audiencia Pública convocada por Resolución MINEM 29-E/2017 para la consideración de los precios de gas en boca de pozo y los ulteriores actos que ello conlleve, a fin de evitar una multiplicidad normativa en materia tarifaria que generaría falta de certeza en las relaciones jurídicas e iría en detrimento de valores fundamentales como la economía y sencillez de los procedimientos y, podría, eventualmente, generar confusión en usuarios y consumidores respecto de la tarifa aplicable, siendo una misión esencial de este Organismo la protección de sus derechos.

Que respecto del tema objeto de la Audiencia convocada por el Ministerio de Energía y Minería, este ha emitido la Resolución MINEM N° 74/2017.

Que de este modo, los cuadros tarifarios a emitirse contemplan la totalidad de los elementos que componen la tarifa, en los términos del Artículo 37 de la Ley N° 24.076 y su reglamentación,

Que la fijación de las tarifas máximas a autorizar para la prestación del servicio de transporte y distribución de gas requiere la consideración de una serie de elementos, a saber: la tasa de rentabilidad justa y razonable a reconocer a las prestadoras del servicio -Costo del Capital-; el valor de la Base Tarifaria- o



Base de Capital necesaria para la prestación del servicio regulado; el Plan de Inversiones a ejecutar durante el quinquenio; el Capital de Trabajo afectado al giro del negocio regulado; la estimación de los Gastos de operación y Mantenimiento, de Comercialización y Administración necesarios para la prestación del servicio regulado; los Impuestos que gravan la actividad regulada; los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la demanda esperada durante el quinquenio.

Que la determinación de la Base Tarifaria reviste fundamental importancia en el proceso de revisión tarifaria, ya que la determinación del valor de los activos que la componen resulta esencial para asegurar a las compañías un flujo de ingresos que provea un adecuado retorno sobre el capital necesario invertido en la actividad, que permita no solo la reposición de los bienes al agotar su vida útil, sino además la expansión de sus sistemas.

Que en este punto las Actas Acuerdo suscriptas por las Distribuidoras, que se han tenido en cuenta para determinar los criterios que rigen también para REDENGAS S.A. conforme se señaló anteriormente, prevén para su valorización la contratación de una consultoría específica.

Que en el caso de REDENGAS S.A., la Subdistribuidora remitió nota CE ML/FP/gc N° PAR 0919/16 informando la nómina de profesionales Técnicos y Contables que llevarían adelante dicha tarea.

Que la valuación de activos comprende la inversión inicial y el importe anual de las inversiones en Activos Esenciales y/o activos necesarios para la prestación del servicio regulado efectuadas por cada Licenciataria con posterioridad a la toma de posesión, atendiendo a un criterio de eficiencia.



Que se ha eliminado del activo el valor de origen correspondiente a las bajas por desafectaciones, retiros o reemplazo de Activos Esenciales y/o Activos No Esenciales necesarios para la prestación del servicio regulado.

Que, tampoco se han considerado en la Base Tarifaria los bienes cedidos por terceros, en tanto no implicaron erogación alguna por parte de la Subdistribuidora.

Que, en tal sentido, se han expresado diversos participantes de las Audiencias Públicas convocadas.

Que, finalmente se ha deducido la sumatoria de las depreciaciones acumuladas utilizando el criterio de la línea recta y aplicando los años de vida útil máximos previstos por la Resolución ENARGAS N° 1.660/00 y modificatorias.

Que, determinado el valor residual contable de los activos existente al 31 de diciembre de 2015, correspondía efectuar su actualización conforme las pautas determinadas en las Actas Acuerdo.

Que, asimismo, las Actas Acuerdo celebradas entre las Licenciatarias y el Poder Ejecutivo Nacional –de las cuales se ha respetado el criterio para aplicarle al procedimiento de REDENGAS S.A.- contienen, en relación con la determinación de la Base de Capital de la Licenciatarias, que todas las valuaciones de los bienes se efectuarán en moneda nacional, y considerarán la evolución de índices oficiales representativos de la variación en los precios de la economía contemplando la estructura de costos de dichos bienes.

Que, en el marco de las tareas que las Consultoras contratadas debían realizar para determinar el valor de la Base de Capital de las Licenciatarias a ser remunerada por las nuevas tarifas que surgirán como resultado de la Revisión



Tarifaria Integral, se estableció que las Consultoras debían proponer índices de precios que, en función de sus conocimientos y de lo establecido en los Acuerdos, consideraran más adecuados para ajustar los distintos rubros que conforman la Base de Capital.

Que, en dicho contexto, cabe destacar que en los primeros informes recibidos en este Organismo por parte de las Consultoras, al efectuar su propuesta de índices de actualización para ajustar los distintos rubros de activos, recomendaron para ciertos casos la aplicación de un índice internacional relevante emitido por Organismos Oficiales, proponiendo para ello índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América, ajustado a valores locales aplicando la variación del tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

Que, al respecto, se le solicitó instrucciones al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a través de la Nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 8827/16 acerca de cómo este Organismo debía interpretar el concepto de "índices oficiales" incorporado en la redacción de la citada cláusula de las Actas Acuerdo, es decir, si por índices oficiales debía entenderse exclusivamente a aquellos elaborados por el INDEC u otros Organismo Oficiales de la República Argentina o si, alternativamente, se podían incluir dentro de dicho concepto a índices elaborados por organismos oficiales de otros países, ajustados por la variación del tipo de cambio oficial de sus respectivas monedas.

Que, en respuesta a la mencionada solicitud, el citado Ministerio determinó, a través de la Nota NO-2016-03240081-APN-MEN que "la referencia a índices oficiales incluye a aquellos índices emitidos o adoptados por organismos o



entidades públicas de la República Argentina que sean considerados por el ENARGAS como idóneos para estimar las variaciones de los costos de los bienes y servicios atinentes a las actividades de transporte y distribución de gas por redes”.

Que, en sus informes finales, las Consultoras aplicaron índices de precios para actualizar la Base Tarifaria de las Licenciatarias que, en la totalidad de los casos, arrojaron valores que resultan inferiores a los valores técnicos de reposición.

Que, en efecto, los valores técnicos de reposición determinados por las Consultoras, en todos los casos más que duplican los valores de Base Tarifaria obtenidos a través de la aplicación de los índices de precios que las Consultoras consideraron apropiado aplicar a los valores contables.

Que, a tales efectos, por Nota ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477/17, esta Autoridad le solicitó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA su conformidad acerca de la adecuación del índice de precios que este Organismo aplicaría para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias con las previsiones de las Actas Acuerdo suscriptas, en el entendimiento de que se debía establecer un único criterio de cálculo aplicable para todas las Licenciatarias.

Que este Organismo seleccionó los índices de precios propuestos por Estudio Villares & Asociados S.R.L. (Consultora contratada por Transportadora de Gas del Sur S.A. y Transportadora de Gas del Norte) que, además de cumplir con los principios tarifarios que surgen del Marco Regulatorio, en el sentido de asegurar el mínimo precio compatible con la seguridad del abastecimiento, permiten incentivar la inversión en infraestructura necesaria para atender los requerimientos



de nuevos usuarios y las necesarias mejoras en confiabilidad y seguridad de los sistemas de transporte y distribución de gas natural.

Que el citado Ministerio dio respuesta a la consulta efectuada, mediante la Nota NO-2017-04871382-APN-MEM, considerando "que el índice de precios combinado seleccionado por ENARGAS en el marco de sus facultades, se adecúa a las previsiones contenidas en las Actas Acuerdo antes referidas, relativas al ajuste de la Base Tarifaria de las Licenciatarias; como así también que resulta procedente su aplicación de manera uniforme a la totalidad de las Licenciatarias. Ello por cuanto resulta razonable y necesario contar con criterios uniformes para efectuar la valuación de los bienes necesarios para la prestación de los servicios públicos a su cargo".

Que en lo atinente al Costo de Capital a tener cuenta en esta Revisión se dispuso en las Actas Acuerdo que suscribieron las Licenciatarias, que la Tasa de Rentabilidad se determinaría conforme lo establecen los Artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076 y que para tal fin se debía ponderar la remuneración del capital propio y de terceros.

Que, asimismo, se estableció que en la remuneración del capital propio este Organismo tendría en cuenta un nivel justo y razonable para actividades de riesgo equiparable o comparable, que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria del servicio y que, para determinar el costo de capital de terceros, se debía reflejar el costo del dinero en los términos y condiciones vigentes para la financiación de empresas de servicios públicos.

Que esta Autoridad Regulatoria contrató a la firma Delta Finanzas S.A. a fin de realizar los estudios pertinentes en esta materia, revisando los ya



elaborados en oportunidad de la Revisión Tarifaria de GAS NATURAL BAN S.A. durante el año 2008 a fin de efectuar eventuales modificaciones metodológicas a su propuesta inicial y realizar un cálculo de las tasas WACC con datos actualizados.

Que como resultado de las tareas indicadas, la Consultora obtuvo tasas WACC en términos reales del 8,99 % para las Transportistas y del 9,33% para las Distribuidoras, las que fueron utilizadas por este Organismo para la elaboración de los cuadros tarifarios, asimilándose a Redengas S.A., por los motivos reseñados, a las Licenciatarías de Distribución.

Que en materia de gastos reconocidos, para la proyección de costos considerada para el periodo 2017-2021 se incluyeron, además de los gastos del año base (2015 actualizado a valores de diciembre de 2016), los gastos no recurrentes, los originados en los cambios previstos en la estructura y en el organigrama de la compañía y se contemplaron los incrementos de costos derivados de las obras a ejecutar previstas en el Plan de Inversiones y de la incorporación de usuarios esperada para el quinquenio.

Que en lo que respecta a gastos no recurrentes y los incrementos previstos por sobre los determinados para el año base, la información fue elaborada en base a la estructura del Plan de Cuentas establecido por la Resolución ENARGAS N° 1660/00, con idéntica apertura y a valores de diciembre de 2016.

Que en cuanto a los Gastos Recurrentes incrementales en referencia al Caso Base se verificó que los mismos guarden relación con el cambio de estructura y organigrama de la compañía presentado para el próximo quinquenio; validando únicamente aquellos gastos que cumplan con los criterios generales utilizados.



Que se ha llevado a cabo un análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, verificando que estén en línea con el cumplimiento de la normativa técnica vigente en materia de seguridad, los estándares mínimos de calidad, los procedimientos propios de la empresa y la implementación de otras mejoras en materia de confiabilidad y en pos de garantizar un servicio regular y continuo para el sistema.

Que, en particular, en lo atinente al Gas no Contablizado (GNNC), considerado en algunos casos un valor significativo respecto de los costos totales de la prestación del servicio de distribución, esta Autoridad ha llevado adelante estudios de cuyos resultados da cuenta el Informe GD N° 76/17 que obra en el Expediente ENARGAS N° 30573, en el cual no sólo se determinó el volumen de GNNC para el año 2015, a fin de fijar el porcentual que representa el volumen de GNNC sobre el volumen total de gas inyectado en city gate sino que también se determinaron los porcentajes de GNNC esperados para el quinquenio 2017-2021, que implican en algunos casos la reducción de dichos porcentuales de modo tal de arribar, al final del quinquenio, a valores de GNNC sobre inyección que resulten acordes con los estándares del mercado.

Que para el cumplimiento del objetivo en materia del GNNC, las prestadoras están comprometidas a ejecutar acciones de carácter obligatorio, cuyo cumplimiento será controlado por este Organismo.

Que en lo atinente al capital de trabajo previsto en el caso base, éste encuentra fundamento principalmente por el diferimiento entre los plazos de cobro a sus clientes y el de pago a sus proveedores.



Que, sin embargo, las características del negocio de las Licenciatarias de Transporte difieren de las de Distribución, ello así atento a que son las Licenciatarias de Distribución las responsables de facturar a usuarios finales todos los componentes de la factura final, con plazos de cobro más extendidos que los de las Licenciatarias de Transporte.

Que, por ello, se ha considerado un capital de trabajo equivalente a un mes de facturación en el caso de las Licenciatarias de Distribución y quince días para las Licenciatarias de Transporte, asimilándose a Redengas S.A. a las Licenciatarias de Distribución.

Que, en el marco de la Revisión Tarifaria, la empresa presentó su Plan de Inversiones para el quinquenio 2017-2021, detallando las obras a ejecutar, su fundamentación técnica y sus presupuestos.

Que, a partir del Plan de Inversiones presentado por REDENGAS S.A. esta Autoridad Regulatoria clasificó las obras y proyectos de aquel en "Inversiones Obligatorias" e "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", conforme se encuentran detalladas en el Anexo III.

Que las Inversiones Obligatorias son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras, con iguales o mayores estándares a los requeridos por la normativa vigente.

Que las Inversiones No Obligatorias o Complementarias son aquellas necesarias para mitigar, durante los próximos cinco (5) años, todo tipo de restricciones que estuvieran limitando nuevas conexiones sobre redes existentes;



o aquellas inversiones necesarias para abastecer nuevas localidades o sectores que actualmente no cuentan con el servicio de gas natural por redes.

Que las Inversiones Obligatorias han sido consideradas en los cuadros tarifarios de la Subdistribuidora, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir e instalar todas las Inversiones Obligatorias especificadas en el Anexo III (Cuadro I).

Que si la Subdistribuidora ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III (Cuadro I), entonces deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados como "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", o en otras obras y proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.

Que la Subdistribuidora deberá, en todos los casos, erogar la suma especificada en el Cuadro I del Anexo III en Inversiones Obligatorias, en Inversiones No Obligatorias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobada por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Subdistribuidora a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

Que la Subdistribuidora deberá presentar anualmente a la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias, a satisfacción de la misma, pudiendo esta Autoridad Regulatoria aplicar las



penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que las pautas precedentes surgen de la aplicación a las inversiones previstas para este quinquenio de lo establecido en el Numeral 8.1. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que, con relación a las Inversiones No Obligatorias o Complementarias, éstas no han sido consideradas en el Caso Base y por consiguiente no han sido tenidas en consideración para la determinación de los cuadros tarifarios de la Subdistribuidora.

Que la Subdistribuidora, podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o Complementarias contempladas en el Anexo III (Cuadro II), como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. in fine de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que, durante el quinquenio 2017-2021, la Subdistribuidora podrá proponer a esta Autoridad Regulatoria la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Anexo III, como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.13. de las RBL, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

Que, en lo atinente a la demanda, esta Autoridad solicitó a la Subdistribuidora que remita a esta Autoridad Regulatoria el detalle de correspondiente al año 2013 y la proyección de la demanda del periodo 2017-2021, la que debía elaborarse considerando como año base el 2013 y de acuerdo a los criterios y esquema establecidos en el Anexo de la mencionada nota, información que fuera oportunamente presentada por la empresa.



Que, asimismo, esta Autoridad Regulatoria realizó la contratación de un consultor experto en métodos estadísticos y econométricos para asistir al ENARGAS en: a) el análisis de la metodología utilizada por las Licenciatarias en las presentaciones efectuadas a los fines de la proyección de la demanda, b) la elaboración de un modelo econométrico de demanda de gas natural con fines de pronóstico y, c) la estimación y proyección de demanda propiamente dicha mediante la aplicación del modelo indicado en el punto b) precedente.

Que, entre las principales conclusiones que se desprenden de los informes elaborados por el consultor se destacan las serias deficiencias en la metodología propuesta por las Licenciatarias, y se propone un modelo econométrico para datos de series de tiempo con fines de pronóstico y evaluación de impacto para los determinantes de la demanda de gas natural para Argentina.

Que las estimaciones realizadas por el consultor experto, detalladas en los informes, dan como resultado la evolución de los consumos medios por Licenciataria para el período 2017-2021, información que esta Autoridad Regulatoria ha utilizado para la proyección de la demanda a considerar en el cálculo tarifario.

Que respecto de REDENGAS S.A. se efectuó el estudio pertinente teniendo en cuenta parámetros de consumo asimilables a la zona geográfica en la que le fuera autorizada la subdistribución.

Que a los efectos de transparentar la carga tributaria que grava la prestación del servicio de transporte y distribución de gas en las distintas Provincias y/o Municipios del Territorio nacional, y a los efectos de evitar que dicha carga

[Handwritten signatures and initials on the left margin]



impacte sobre usuarios cuyos domicilios se encuentran ubicados fuera del Municipio/Provincia que dispuso la aplicación del tributo, para el Cálculo de las tarifas máximas a aplicar no han sido considerados en el Caso Base los Tributos Provinciales ni Municipales (vg. Impuesto a los Ingresos Brutos; Tasa de Seguridad e Higiene; Tasa de ocupación del Espacio Público, etc.) que en cada jurisdicción gravan la prestación del servicio público de transporte y distribución de gas.

Que, en consecuencia, en el Caso Base sólo se han considerado los Tributos Nacionales, excepto el Impuesto sobre Débitos y Créditos en Cuentas bancarias y otras operatorias (Ley N° 25413 y normas reglamentarias) y aquellos que, por la propia normativa que impuso el tributo, deben ser discriminados en la facturación (vg. Impuesto al Valor Agregado; Impuesto a los Combustibles Líquidos y el Gas Natural, etc.).

Que, en tal sentido, respecto del Impuesto sobre Débitos y Créditos en Cuentas bancarias y otras operatorias se mantendrán vigentes las Resoluciones ENARGAS N° 2700/02, N° 2783/03 y N° 2804/03 que regulan la incorporación de dicho tributo en la factura de gas de los usuarios.

Que en lo que concierne a tributación local (Provincias y Municipios) los mismos deberán ser incorporados a la factura final del servicio por renglón separado; así se persigue como objetivo final transparentar las cargas impositivas contenidas en las tarifas respecto de los componentes regulados y sus variaciones, evitando asimismo que los impuestos y tasas que gravan la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución en ciertas jurisdicciones incidan sobre la tarifa final a aplicar a todos los usuarios de una subzona tarifaria.



Que en lo que hace a la incorporación de los tributos locales a la factura, ello será autorizado mediante el acto administrativo correspondiente que disponga esta Autoridad Regulatoria.

Que en igual sentido ha sostenido tradicionalmente esta Autoridad Regulatoria que es menester que los Cuadros Tarifarios se expresen netos de la incidencia del impuesto sobre los ingresos brutos, el que se detallará en las facturas de suministro en renglón por separado en virtud de lo dispuesto por la Resolución ENARGAS N° 658/98.

Que con relación a dicho tributo, atento la experiencia recogida, numerosos Fiscos Provinciales han mutado - más allá de las distintas defensas opuestas en diferentes instancias - en su criterio de interpretación y han incorporado a la base imponible del Impuesto sobre los Ingresos Brutos que deben tributar las Transportistas el gas retenido o combustible, razón por la cual debe propiciarse el dictado de un acto administrativo y una metodología que regule la inclusión por renglón separado en la factura del Impuesto sobre los Ingresos Brutos sobre el componente "gas retenido".

Que atento a las particulares circunstancias de la presente revisión, que ha sido realizada en un marco donde aún no se han estabilizado las variables económicas y se han verificado variaciones en los precios relativos, cabe resaltar la necesidad de prever que, ante situaciones futuras en las que se pudieran ver alteradas sensiblemente las variables consideradas para determinar el comportamiento de los usuarios y/o el normal desarrollo esperado respecto de la operación y mantenimiento de los sistemas licenciados, se deberán poner en práctica los mecanismos legales ya establecidos que permitan, dentro del



quinquenio, efectuar las correcciones necesarias que pudieran corresponder para asegurar que las tarifas cumplan con los principios establecidos en el Artículo 38 de la Ley N° 24.076 y su reglamentación.

Que, adicionalmente, también cabe considerar la posibilidad de eventuales modificaciones a la legislación del Impuesto a las Ganancias (vg. Aplicación del Ajuste por Inflación) que podrían ocasionar un importante impacto en el cálculo de dicho impuesto y, por lo tanto, en la tarifa.

Que, en dicho marco, sin perjuicio de la aplicación del ajuste semestral de tarifas conforme la Metodología que se aprueba en este acto, cuyo principal objeto es mantener en moneda constante el nivel tarifario, y en línea con lo dispuesto por el Artículo 47 de la ley N° 24.076, para el caso en que esta Autoridad Regulatoria considere que se reúnen las condiciones allí establecidas, se notificará tal circunstancia a la Subdistribuidora y se procederá de acuerdo a lo previsto en dicho artículo a los efectos de adecuar las tarifas que surgieron del proceso de Revisión Tarifaria a las condiciones previstas en el Marco Regulatorio vigente.

Que la Resolución ENARGAS N° I-2407/12, modificada por la Resolución ENARGAS N° I-3249/15, aprobó la aplicación de un monto fijo por factura destinado a un plan de consolidación y expansión, operatoria que se denominara "Focegas", preveía que los montos recaudados serían tomados a cuenta de los ajustes previstos en la adecuación tarifaria.

Que dada la regularización en materia tarifaria implementada a través de la Revisión Tarifaria, resulta procedente la derogación de la citada metodología, dejando sin efecto la autorización para la aplicación del monto fijo por factura.

[Handwritten signatures and initials on the left margin]



Que al momento de resolver el nivel tarifario este Organismo ha tenido especial consideración respecto de la necesidad de que los ajustes dispuestos contemplen los principios de gradualidad, proporcionalidad y razonabilidad a fin de que a la vez que contemplen los costos asociados a la prestación del servicio y las inversiones necesarias, también resulten acordes al poder adquisitivo de los salarios e ingresos de los usuarios del servicio.

Que las tarifas resultantes del proceso de Revisión Tarifaria correspondientes a REDENGAS S.A. son las que obran como Anexo I de la presente.

Que el Artículo 41 de la Ley N° 24.076 establece que las tarifas deben ajustarse de acuerdo a una metodología elaborada en base a indicadores de mercado internacional que reflejen los cambios de valor de bienes y servicios representativos de las actividades de los prestadores. Dichos indicadores son a su vez ajustados, en más o en menos, por un factor destinado a estimular la eficiencia y, al mismo tiempo, las inversiones en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones.

Que, la aplicación del ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional tenía como objetivo mantener constante el valor de la tarifa durante ese quinquenio.

Que, así el Decreto N° 1738/92 (reglamentario de la Ley 24.076) establece en la reglamentación de su artículo 41, que las tarifas se calculan en dólares y que semestralmente se debe aplicar la variación del PPI ("Producer Price Index") de Estados Unidos. Lo mismo establecen todas las Licencias de Transporte y Distribución (puntos 9.2, 10.5 y 11.3.1).



Que por su parte, el artículo 8° de la Ley de Emergencia N° 25.561, aplicable a los contratos celebrados entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, y en el caso de que se trata y por los fundamentos expuestos a REDENGAS S.A., que quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio, estableciendo que las tarifas quedan establecidas en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S 1).

Que, en tanto la Ley N° 25.790 dispuso que “Las decisiones que adopte el Poder Ejecutivo nacional en el desarrollo del proceso de renegociación no se hallarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos”, las Actas Acuerdo suscriptas entre las Licenciatarias y UNIREN no se encontraban atadas a lo establecido en la Ley N° 24.076 y sus normas complementarias, incluyendo las propias Licencias puesto que las empresas precisamente renegociaron las condiciones de sus Licencias.

Que es así que teniendo en cuenta la prohibición establecida por la Ley de Emergencia en su artículo 8°, las Actas Acuerdo (punto 12.1) de Gasnor S.A., Litoral Gas S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., y GasNea S.A. (que contienen el mismo texto que el punto 12.1.1 del Acta Acuerdo suscripta por Gas Natural Ban S.A.), establecen que durante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral el ENARGAS “Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCIÓN de la LICENCIATARIA, a



efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio”.

Que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), se considera adecuado a los efectos de establecer un mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa utilizar 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 se ha optado por la utilización del IPIM por sobre otros índices generales nacionales en tanto, comparativamente a lo que ocurriría con el Índice de Precios al Consumidor, implicaría un riesgo menor de un alejamiento sustancial de las tarifas respecto de los costos durante el quinquenio, lo que podría redundar en dificultades para la prestación del servicio.

Que, a su vez, el Price Producer Index de los EEUU originalmente considerado en la normativa regulatoria es un índice de precios del productor, lo que implicaría que la reglamentación entendía conveniente ajustar la tarifa de acuerdo a las variaciones de un indicador general de precios de producción en lugar de hacerlo por un índice de precios al consumidor.

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 – y en el caso REDENGAS S.A. – 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 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.

Que, en otro orden, el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA en la Resolución MINEM N° 74/17 entendió que corresponde determinar nuevos Precios en PUNTO DE INGRESO AL SISTEMA DE TRANSPORTE (PIST) para el gas natural y del esquema de bonificaciones previstas para los usuarios residenciales que registren un ahorro en su consumo, así como los nuevos Precios de Gas Propano Indiluido destinado a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, y las correspondientes bonificaciones, con vigencia desde el 1° de abril de 2017.

Que a su vez, determinó los precios del gas natural en el PIST para abastecimiento a estaciones de suministro de Gas Natural Comprimido (GNC), por cuenca de origen; y los precios de Gas Propano destinados a la distribución de Gas Propano Indiluido por redes, con vigencia a partir de la fecha indicada en el considerando anterior.

Que así las cosas, en la referida Resolución MINEM N° 74/17, se dispuso que debía instruirse al ENARGAS a que, en el marco de su competencia, realice los procedimientos que correspondan a los efectos de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

Que, en ese sentido y de acuerdo a lo dispuesto por el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas del Servicio de Distribución corresponde ajustar los cuadros tarifarios a aplicar por REDENGAS S.A. en la exacta incidencia del efecto del



cambio de precio del gas natural y del Gas Propano fijado por la Resolución MINEM N° 74/17.

Que a los fines de la implementación gradual y progresiva de dicha medida, se consideró oportuno y conveniente instruir al ENARGAS a aplicar en forma escalonada los incrementos tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria, conforme a la siguiente progresión: TREINTA POR CIENTO (30%) del incremento, a partir del 1 de abril de 2017; CUARENTA POR CIENTO (40%) del incremento, a partir del 1 de diciembre de 2017 y el TREINTA POR CIENTO (30%) restante, a partir del 1 de abril de 2018; ello deberá aplicarse de forma tal que no afecte el nivel de ingresos previsto para el quinquenio como resultado de la Revisión Tarifaria, considerando el efecto financiero correspondiente, y sin alterar la ejecución del plan de inversiones que se establezca en el marco de dicha Revisión Tarifaria.

Que, en otro orden, la referida Resolución MINEM N° 74/2017 establece que, en todos los casos, la facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016.

Que en el ámbito de ejecución del proceso de renegociación de las Licencias de transporte, y en el marco de la aplicación de las disposiciones contenidas en los Acuerdos Transitorios suscriptos entre TGS y TGN y la ex UNIREN, ratificados posteriormente por los Decretos PEN N° 1918/09 y N° 458/10 respectivamente, y de los Acuerdos Transitorios complementarios suscriptos con fecha 30 de marzo de 2017 entre TGS y TGN y los Señores Ministros de ENERGÍA Y MINERÍA, Ing. Juan José Aranguren y de HACIENDA, Lic. Nicolas Dujovne, se

Handwritten signatures and initials on the left margin, including a large '7' and several illegible scribbles.



han fijado nuevos cuadros tarifarios para el servicio de transporte de gas natural aplicables por ambas Licenciatarias.

Que, en virtud de ello, de acuerdo a lo establecido en el numeral 9.4.3 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, corresponde el traslado de las nuevas tarifas de transporte a la tarifa final a aplicar por REDENGAS S.A.

Que la Gerencia de Asuntos Legales, en su carácter de servicio jurídico permanente ha tomado la intervención que le compete.

Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto la Resolución MINEM N° 130/16, en los incisos e) y f) del Artículo 52 de la Ley N° 24.076, el Numeral 9.4.2 y 9.4.3. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, aprobadas por Decreto N° 2255/92, y en los Decretos PEN N° 571/07, 1646/07, 953/08, 2138/08, 616/09, 1874/09, 1038/10, 1688/10, 692/11, 262/12, 946/12, 2686/12, 1524/13, 222/14, 2704/14, 1392/15, 164/16, 287/16 y 844/16.

Por ello,

EL SUBINTERVENTOR

DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar la REVISIÓN TARIFARIA de REDENGAS S.A. en el marco de lo dispuesto por la Resolución MINEM N° 130/16, el punto 9.5.1.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, cuyo modelo fue aprobado por Decreto N° 2255/92 y la Resolución ENARGAS N° 8/94, conforme los términos que surgen del Anexo I que forma parte del presente acto.



ARTÍCULO 2º.- Aprobar el cuadro tarifario de REDENGAS S.A. correspondiente al primer escalón de la segmentación del ajuste tarifario resultante de la Revisión Tarifaria, conforme las previsiones de la Resolución MINEM 74/17, aplicable a partir del 1º de abril de 2017, el que obra como Anexo II del presente acto.

ARTÍCULO 3º.- Aprobar el Plan de Inversiones de REDENGAS S.A. obrante en el Anexo III integrante del presente acto, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución.

ARTÍCULO 4º.- Aprobar la Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa que se agrega como Anexo V de este acto.

ARTÍCULO 5º.- Dejar sin efecto las Resoluciones ENARGAS N° I - 2407/12 y N° I-3249/15, que habilitaban el cobro de un monto fijo por factura bajo la operatoria "FOCEGAS".

ARTÍCULO 6º.- La facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios del Anexo II de la presente Resolución deberá respetar los límites establecidos en el Artículo 10 de la Resolución MINEM N° 212/2016, por lo que se mantienen los criterios de la Resolución ENARGAS N° I-4045/2016.

ARTÍCULO 7º.- Instruir a REDENGAS S.A., en los términos del Artículo N° 44 de la Ley N° 24.076, a publicar los cuadros tarifarios aprobados en la presente Resolución así como los cuadros de tasas y cargos por servicios adicionales obrantes como Anexo II de la Resolución ENARGAS N° I-4313/17 con las rectificaciones dispuestas en la Resolución ENARGAS N° I- 4325/17, en un diario de gran circulación de su zona de actividad, 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.



ARTÍCULO 8º.- Notificar a REDENGAS S.A. en los términos establecidos en los Artículos 41 y siguientes del Decreto N° 1759/72 (T.O. 1991)

ARTÍCULO 9º.- Comunicar, publicar, dar a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archivar.

I/4364

RESOLUCIÓN ENARGAS N°

Ing. DANIEL ALBERTO PERRONE
SUBINTERVENTOR
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° 1 / 4364

Resultado Revisión Tarifaria Redengas S.A.

Base Tarifaria Inicial \$ 208.766

Costo del Capital 9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 21.203	\$ 22.448	\$ 21.921	\$ 20.954	\$ 19.982
Depreciación	\$ 13.643	\$ 13.995	\$ 13.731	\$ 13.322	\$ 13.010
Gastos Propios	\$ 47.836	\$ 47.370	\$ 48.240	\$ 49.766	\$ 50.149
Impuesto a las Ganancias	\$ 16.626	\$ 17.075	\$ 16.558	\$ 15.862	\$ 15.224
Requerimiento de Ingresos	\$ 99.306	\$ 100.888	\$ 100.450	\$ 99.905	\$ 98.365
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 2.317	\$ 2.313	\$ 2.244	\$ 2.259	\$ 2.308
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 96.990	\$ 98.575	\$ 98.206	\$ 97.645	\$ 96.057

Valores expresados en miles de pesos.



ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

1 / 4364

GASNEA S.A. - PARANA
REDENGAS S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA
USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2, P3, SDB Y GNC- SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	74,026902	0,317055
R2 1°	78,237874	0,317055
R2 2°	89,455733	0,504128
R2 3°	101,145278	0,510228
R3 1°	131,784198	0,681305
R3 2°	152,839059	0,681305
R3 3°	204,751583	0,977739
R3 4°	331,080749	0,977739

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	190,681071	0,255524	0,214280	0,171455

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	708,201048	0,423624	0,352841	0,279805

OTROS USUARIOS	Cargo fijo	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de consumo
SDB	4.258,819208		0,322896
GNC INTERRUMPIBLE	3.141,515570		0,117781
GNC FIRME	3.141,515570	2,317290	0,041597

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).
(2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.



ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

I / 4364

GASNEA S.A. - PARANA
REDENGAS S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA
USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P3 (5)	4.258,819208	0,423624	0,352841	0,279805

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de consumo	
			0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³
G	4.258,819208	3,136547	0,074295	0,050217

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
ID - IT	8.469,791404		0,119848		0,088287
FD - FT	8.469,791404	2,079471	0,045441	1,818483	0,013876

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

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

y sujeto a disponibilidad del servicio.

Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.

Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.

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

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

(4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.

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



ANEXO A DE LA RESOLUCION N°

1/4364

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

CATEGORIA / CLIENTE	en \$ (Pesos)
---------------------	---------------

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	68,573596	2,631175
R2 1*	72,474361	2,631175
R2 2*	82,865839	2,804466
R2 3*	93,694256	2,810117
R3 1*	122,076113	4,007641
R3 2*	141,579935	4,007641
R3 3*	189,668243	4,282237
R3 4*	306,691177	5,156236

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P1 y P2	176,634257	1,484404	1,446199	1,406529

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo		
		0 a 1.000 m ³	1001 a 9.000 m ³	más de 9.000 m ³
P3	656,030330	2,754942	2,689373	2,621717

OTROS USUARIOS	Cargo fijo	Cargo por m ³ /día (2)	Cargo por m ³ de consumo
SDB	3.945,086748		0,559844
GNC INTERRUMPIBLE	2.910,090999		3,117624
GNC FIRME	2.910,090999	2,146583	3,242604

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).
 (2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*	R3 1*-R3 2*-R3 3*	R3 4*	P1 - P2	P3	GNC
Punto ingreso al sist. de transp.	1,703672	2,698862	3,535967	0,820443	1,888204	2,881524
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	1,703672	2,698862	3,535967	0,820443	1,888204	2,881524

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,195551	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1*-R2 2*-R2 3*):	0,075085	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4*):	0,118946	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1*-R3 2*-R3 3*):	0,155839	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,036159	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,083218	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,126996	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)



II.1
ANEXO DE LA RESOLUCION N° 1/4364

GAS NEA S.A. - PARANA
REDENGAS S.A.
TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN A USUARIOS P3, G, FD, FT, ID, IT - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo		
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³
P3 (5)	3.945,086748	0,392417	0,326849	0,259192

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de consumo	
			0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³
G	3.945,086748	2,905488	0,068822	0,046517

GRANDES USUARIOS (1)	Cargo fijo por Factura	ID - FD (3)		IT - FT (4)	
		Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
ID - IT	7.845,851207		0,111020		0,081783
FD - FT	7.845,851207	1,926283	0,042094	1,684522	0,012854

(*) De aplicación conforme lo establecido en las Resoluciones ENARGAS N° 1-2407/12 y N° 1-3249/15
 (1) Los usuarios tienen derecho a elegir el servicio y régimen tarifario aplicable, siempre que se contraten los siguientes mínimos:
 G : 1.000 m³/día FD-FT: 10.000 m³/día ID-IT: 3.000.000 m³/año
 y sujeto a disponibilidad del servicio.
 Las tarifas ID e IT no requieren cargo por reserva de capacidad.
 Las tarifas FD y FT requieren cargo por reserva de capacidad más cargo por m3 consumido.
 (2) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.
 (3) Los usuarios conectados a las redes de distribución.
 (4) Los usuarios conectados a los gasoductos troncales.
 (5) Corresponde a los usuarios con consumos anuales mayores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupos I y II).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

	Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3) (*)
TGN	Neuquén	Aldea Brasileira	0,195551
TGN	Salla	Aldea Brasileira	0,258544

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

Handwritten signatures and marks on the left side of the page.



II-2
ANEXO DE LA RESOLUCION Nº

I / 4364

GASNEA S.A. - PARANÁ
REDENGAS S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 16% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2016 - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
R1	68,573596	1,741796
R2 1°	72,474361	1,741796
R2 2°	82,865839	1,915088
R2 3°	93,694256	1,920738
R3 1°	122,076113	3,162298
R3 2°	141,579935	3,162298
R3 3°	189,668243	3,436695
R3 4°	306,691177	4,417875

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

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°
Punto ingreso al sist. de transp.	0,851836	1,889203	2,828774
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,851836	1,889203	2,828774

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,195551	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,037543	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,083262	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,124671	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)



II.3 ANEXO DE LA RESOLUCION N° 1/4364

GASNEA S.A. - PARANA
REDENGAS S.A.
TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

Table with columns: RESIDENCIAL, Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo. Rows include R1, R2 1°, R2 2°, R2 3°, R3 1°, R3 2°, R3 3°, R3 4°.

Table with columns: SERVICIO GENERAL, Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo (0 a 1.000 m³, 1001 a 9.000 m³, más de 9.000 m³). Row includes P1 y P2.

Table with columns: SERVICIO GENERAL (1), Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo (0 a 1.000 m³, 1001 a 9.000 m³, más de 9.000 m³). Row includes P3.

(1) Corresponde a los usuarios con consumos anuales menores a los 180.000 M3 según Res. SE N° 2020/05 (SGP3 Grupo III).

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

Table with columns: Tipo de Usuario, R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°, R3 1°-R3 2°-R3 3°, R3 4°, P1 - P2, P3. Rows include Punto ingreso al sist. de transp., Diferencias diarias acumuladas, Precio incluido en los cargos por m3 consumido.

Table with columns: Costo de transporte-factor de carga 100%- (en \$/m3), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3), Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC).

Handwritten signatures and marks on the left side of the page.



II-4
ANEXO DE LA RESOLUCION N° 1/4364

GASNEA S.A. - PARANÁ
REDENGAS S.A.

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

CATEGORIA / CLIENTE en \$ (Pesos)

RESIDENCIAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m ³ de Consumo
EBP 1	68,573596	1,741796
EBP2 1*	72,474361	1,741796
EBP2 2*	82,865839	1,915088
EBP2 3*	93,694256	1,920738
EBP3 1*	122,076113	3,162298
EBP3 2*	141,579935	3,162298
EBP3 3*	189,668243	3,436895
EBP3 4*	306,691177	4,417875

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

Tipo de Usuario	EBP1 a EBP2 3*	EBP3 1* a EBP3 3*	EBP3 4*
Punto ingreso al sist. de transp.	0,851836	1,889203	2,828774
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,851836	1,889203	2,828774

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,195551	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP1 a EBP2 3*):	0,037543	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP3 1* a EBP3 3*):	0,083262	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)
Costo de gas retenido (incluidos en los C p/M3 consumido de la categoría EBP3 4*):	0,124671	(97% Cuenca Neuquina, 3% Cuenca Noroeste)

[Handwritten signatures and initials]



ANEXO III
PLAN DE INVERSIONES

El presente Anexo contiene un listado de obras, mejoras y relevamientos obligatorios ("Inversiones Obligatorias"), y de obras, mejoras y relevamientos no obligatorios o complementarios ("Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias") para el quinquenio 2017-2021.

Las Inversiones Obligatorias se encuentran en el Cuadro 1, y son aquellas consideradas indispensables para atender la operación y el mantenimiento de los sistemas operados, la comercialización y la administración en condiciones confiables y seguras del gas natural, con estándares iguales o mayores a los requeridos por la normativa vigente.

Las Inversiones No Obligatorias o Complementarias se encuentran agregadas en el Cuadro 2, y son aquellas necesarias para: (i) Eliminar, durante los próximos cinco (5) años, restricciones que limiten nuevas conexiones a redes de distribución de gas existentes; o (ii) Abastecer nuevas localidades o sectores que actualmente no cuentan con el servicio de gas natural por redes.

1. Inversiones Obligatorias



Las Inversiones Obligatorias son las incluidas en el Cuadro 1, y las cuales han sido consideradas en los Cuadros Tarifarios aprobados para la Prestadora, por lo que esta última estará obligada a llevar a cabo, construir y/o instalar todas las Inversiones Obligatorias, cualquiera sea su costo total.

Si la Prestadora lleva a cabo las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Cuadro 1, deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados como Inversiones No Obligatorias o Complementarias, o en otros que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal 2017-2021.

La Prestadora deberá en todos los casos erogar la suma especificada en el Cuadro 1, en Inversiones Obligatorias, en Inversiones No Obligatorias o Complementarias, o en otras obras y/o proyectos aprobados por esta Autoridad Regulatoria. En caso de no alcanzar tal suma en un determinado año calendario, y no existir excesos de inversión aprobada por la Autoridad Regulatoria efectuados en años anteriores con los que se compense tal deficiencia, el monto neto de la deficiencia será pagadero por la Prestadora a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

La Prestadora deberá presentar anualmente a la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance de su Plan de Inversiones. La Autoridad Regulatoria podrá



aplicar las penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.

Las pautas precedentes surgen de la aplicación a las inversiones previstas para el quinquenio 2017-2021 de lo establecido en el Numeral 5.1. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución.

El monto de las Inversiones Obligatorias se encuentra expresado a valores de diciembre de 2016. Por lo tanto, el monto de las inversiones no ejecutadas al fin de cada semestre se actualizará utilizando la misma metodología y los mismos índices de precios que los aplicados para la adecuación semestral de las tarifas.

2. Inversiones No Obligatorias o Complementarias

Las Inversiones No Obligatorias no han sido consideradas en el Caso Base y, por consiguiente, no han sido tenidas en consideración para la determinación de los cuadros tarifarios de la Prestadora.

Durante el quinquenio 2017-2021, la Prestadora, en caso de considerarlo oportuno, podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o Complementarias contempladas en el Cuadro 2 como obras a realizar por Factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las Reglas Básicas de la Licencia.



La Prestadora también podrá proponer a la Autoridad Regulatoria, durante el quinquenio 2017-2021, la ejecución de obras y trabajos no contemplados en los Cuadros 1 y 2 de este Anexo, como obras por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3. de las Reglas Básicas de la Licencia, supuesto en que la Autoridad Regulatoria, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

3. Sustitución de Inversiones Obligatorias por Inversiones No Obligatorias o Complementarias

La Prestadora podrá solicitar a la Autoridad Regulatoria la sustitución o reemplazo de una o más obras o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias, por una o más contempladas como Inversiones No Obligatorias o Complementarias, debiendo dar las razones o motivos correspondientes. En ningún caso la aprobación de la Autoridad Regulatoria habilitará a la Prestadora a erogar una suma menor a la indicada en el Cuadro 1 del presente Anexo.

4. Incumplimiento del Plan de Inversiones. Imposibilidad por Causas Ajenas a la Prestadora

El incumplimiento del Plan de Inversiones hará pasible a la Prestadora de las sanciones específicas contempladas en este Anexo y la Resolución.



Sin perjuicio de ello, por otras faltas o incumplimientos será aplicable el Régimen de Penalidades previsto en el Capítulo X de las Reglas Básicas de la Licencia.

La Autoridad Regulatoria tendrá en consideración las características técnicas de las Inversiones Obligatorias, y su implicancia en la seguridad y confiabilidad del sistema.

Si la Prestadora se viera imposibilitada de ejecutar su Plan de Inversiones por causas ajenas a aquella, deberá plantearlo oportunamente a la Autoridad Regulatoria quien procederá a analizar las razones expuestas por aquella y, eventualmente, podrá modificar su Plan de Inversiones en cuanto estime pertinente.

La Prestadora no se eximirá de responsabilidad por su negligencia concurrente, o por omisión en emplear la debida diligencia para remediar tal situación y remover la/s causal/es con la diligencia adecuada y con toda la razonable prontitud.

Los controles que la Autoridad Regulatoria realice respecto del Plan de Inversiones de la Prestadora serán con prescindencia de todo otro que pueda efectuar en ejercicio de su competencia.



ANEXO III

I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - Redengas S.A.

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Incremento Presión Operación Ramales de Alta Presión	Incremento paulatino de la presión de operación de los Ramales de 10 bar a 14 bar	Paraná	6	1,59
2	Nuevo Punto de Alimentación Ramales de Alta Presión	Provisión e Instalación de una nueva ERP incluyendo ramales de alimentación e interconexión con ramal existente	Paraná	6	13,71
3	Nueva ERP Plaza Aramburu	Provisión e Instalación de una nueva ERP de mayor capacidad en Plaza Aramburu en reemplazo de la existente	Paraná	6	1,58
4	Incremento capacidad de ramal de abastecimiento a ERP Plaza Aramburu	Cañería de interconexión entre 2 ramales para materializar "loop" que permitirá incrementar la capacidad del ramal de alimentación a ERP Plaza Aramburu	Paraná	3	0,89
5	Ampliación red de distribución domiciliaria	Ampliación de la red domiciliaria en PE de diversos diámetros	Paraná	12	28,41
6	Red de Distribución en 4 bar en Parque Industrial	Provisión e instalación de ERP y red de PE en 4 bar	Paraná	6	11,70
7	Reemplazo de cañería de red domiciliaria en Peatonal San Martín	Reemplazo de la cañería de acero correspondiente a la red domiciliaria bajo Peatonal San Martín por tuberías de PE de diámetro equivalentes	Paraná	3	2,26
8	Provisión de medidores	Provisión de medidores y unidades correctoras para nuevos usuarios y para reemplazo	Paraná	60	8,09
9	Provisión de vehículos	Provisión de vehículos para O&M, ejecución de servicios, medición, reparto facturas, etc	Paraná	60	3,16
10	Informática	Provisiones varias de elementos informáticos	Paraná	48	1,14

Monto de Inversión Comprometida

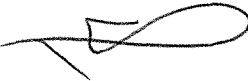
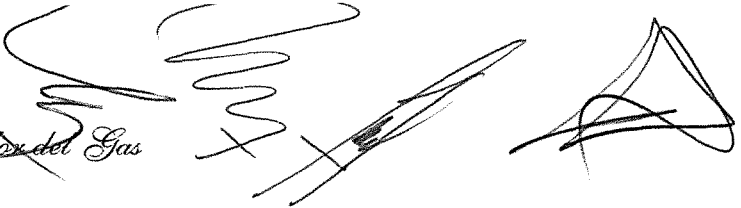
72,54

II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

Código Inversión	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
5	Ampliación red de distribución domiciliaria	Ampliación de la red domiciliaria en PE de diversos diámetros	Paraná	48	118,23

Inversión Complementaria	118,23
--------------------------	--------

1 / 4364



REDENGAS S.A.

**Monto anual de erogaciones asociadas al Plan de Inversiones Obligatorias
a ejecutar en el quinquenio**

En Millones de \$

1er Año	2do. Año	3er. Año	4to. Año	5to. Año	TOTAL
48,27	16,85	2,96	2,23	2,23	72,54

1 / 4364

**ANEXO IV****Apéndice A****CONTROL FÍSICO DE INVERSIONES OBLIGATORIAS****1. OBJETO**

El objeto del presente es establecer los criterios de control del Plan de Inversiones de la Prestadora que realizará esta Autoridad Regulatoria, a fin de verificar la ejecución física de las Inversiones Obligatorias y/o aquellas que las sustituyan o reemplacen (conf. lo dispuesto en el Anexo III de la Resolución).

2. ALCANCE

El alcance del presente se circunscribe a la realización de controles y auditorías a fin de verificar el avance y grado de cumplimiento de las Inversiones Obligatorias (y/o aquellas que las sustituyan o reemplacen), y su cumplimiento en tiempo y forma.

3. PROCEDIMIENTO

3.1. La Autoridad Regulatoria requerirá a la Prestadora que informe inicialmente la planificación y programación de las Inversiones Obligatorias previstas en el Anexo

III.

3.2. La planificación y programación deberá contener, entre otros aspectos, un cronograma de ejecución de cada una de las obras y/o trabajos contemplados como Inversiones Obligatorias. Estos cronogramas deberán contener, además, los



tiempos involucrados en la adquisición de materiales y equipos, cuando ello corresponda.

3.3. Los cronogramas de ejecución presentados por la Prestadora a esta Autoridad Regulatoria se mantendrán vigentes en tanto no se autoricen modificaciones que alteren los tiempos de ejecución inicialmente informados.

3.4. Toda vez que se soliciten modificaciones a los cronogramas presentados, la Prestadora deberá informar los motivos y las causas que dieran lugar a las mismas, conjuntamente con un nuevo cronograma propuesto.

3.5. La Autoridad Regulatoria requerirá a la Prestadora toda la documentación que considere necesaria para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias.

3.6. La Prestadora deberá remitir la documentación requerida en los plazos y con la periodicidad que determine la Autoridad Regulatoria y deberá incluir, cuando ello fuera procedente, no sólo los servicios a contratar, sino también las compras de materiales, bienes, equipos, etc. a adquirir.

3.7. La documentación técnica remitida por la Prestadora deberá ser suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.



3.8. A partir de la documentación técnica remitida por la Prestadora a la Autoridad Regulatoria, esta última podrá realizar nuevos requerimientos, o efectuar auditorías de control de la documentación en sede de la Prestadora.

3.9. La Autoridad Regulatoria, o quien esta última disponga, podrá efectuar también auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos correspondientes, y requerir toda la información y documentación técnica que considere pertinente a fin de verificar el cumplimiento en la ejecución física de las Inversiones Obligatorias. En esos casos, el personal de la Prestadora responsable de las obras o trabajos auditados se pondrá a disposición del personal de la Autoridad.

3.10. Las auditorías de campo en los lugares donde se estén desarrollando físicamente las obras y trabajos podrán efectuarse sin constar previo aviso a la Prestadora.

3.11. Todas las Auditorías que se realicen conllevarán la suscripción de las actas correspondientes.

4. INSTRUMENTACIÓN

4.1. La documentación remitida por la Prestadora y las actas que se labren con motivo de las auditorías mencionadas, se incorporarán a los expedientes administrativos correspondientes.



4.2. Con la periodicidad que la Autoridad Regulatoria determine, a partir de la documentación remitida por la Prestadora, las actas de auditoría, y de acuerdo a la naturaleza y características de las obras y trabajos en ejecución, aquella elaborará Informes Técnicos.

4.3. La Autoridad Regulatoria comunicará a la Prestadora cualquier desvío que advierta sobre la documentación analizada o las actas de auditoría efectuadas, sin perjuicio de iniciar los procedimientos administrativos sancionatorios correspondientes.

**ANEXO IV****Apéndice B****PROCESO INFORMATIVO DE GASTOS Y DESEMBOLSOS**

A través de la presente se establecen los mecanismos de información relacionados con el Plan de Inversiones de la Prestadora y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

A tal efecto, se implementará un flujo informativo analítico por parte de la Prestadora, el cual tendrá el carácter de Declaración Jurada y contendrá el siguiente detalle, a saber:

- a) Planes de inversión y cronograma financiero de desembolsos mensuales de cada uno de los proyectos y subproyectos que lo componen, correspondiente al año en curso.
- b) Instrumentos de Contratación (Orden de Compra, Nota de Pedido, Contrato Marco) afectados a los respectivos proyectos que componen el Plan de Inversiones Obligatorias vigente.
- c) Pagos que se efectúen en concordancia a los respectivos Instrumentos de Contratación citadas en b).

Requerimientos de la información a ser remitida en carácter de Declaración Jurada:

1. Periodicidad y vencimiento: La información incluida en el punto a), en lo atinente al año en curso, será remitida por única vez antes del día



20/04/2017. La correspondiente a los restantes años se deberá remitir durante la primera quincena del mes de enero de cada año.

La información relativa a los puntos b) y c), la cual contendrá los instrumentos de contratación y los pagos realizados del mes que se declara, la primera correspondiente al mes de abril/17, deberá ser remitida el día 15 de mayo del corriente continuando el día 15, o hábil anterior, de cada mes posterior al mes a informar.

2. Detalle: Los importes que se declaren deberán ser identificados unívocamente por la combinación del código de proyecto/subproyecto, Nro. del Instrumento de Contratación y Nro. de Orden de pago.
3. Independencia: Los pagos informados en los archivos de erogaciones serán los realmente materializados en el mes declarado, es decir, no se deberán acumular los importes pagados de un mes a otro y deberán ser identificados específicamente los documentos que lo componen.
4. Concordancia: El monto total de los importes pagados mensuales declarados, deberá ser concordante con el Cronograma Financiero de Desembolsos Mensuales oportunamente presentado.
5. Importes declarados: Deberán informar los pagos efectivamente realizados sin contemplar componentes conexos (por ej.: IVA, etc).

La información digital correspondiente será presentada a través del Sistema Automático de Remisión Informativa (SARI) de acuerdo a lo estipulado en los Apartados I y II, agregados al presente. Adicionalmente, se deberá remitir mensualmente en Nota oficial con el acuse de recibo de la presentación realizada, emitido por el SARI, conjuntamente con la información impresa de las declaraciones



juradas mensuales (PP, PR, IP), las cuales deberán contener un totalizador por columnas.

La Prestadora deberá tener en guarda y a disposición de esta Autoridad Regulatoria, para cuando se considere oportuna la revisión de campo, los legajos de cada uno de los proyectos de inversión con toda la documentación de respaldo de las declaraciones juradas oportunamente presentadas (Órdenes de compra, Órdenes de pago, recibos, transferencias bancarias confirmadas (las cuales deberán tener un correlato con el resumen bancario), etc.) a efectos de realizar los controles pertinentes.

En caso de corresponder afectación de mano de obra propia a algún Proyecto específico, los legajos antes citados deberán contener en detalle, debidamente firmado por persona autorizada de la Prestadora, la nómina del personal afectado, con identificación de número de legajo, categoría, horas trabajadas e importe imputado a cada Proyecto. Totalizado a cada Proyecto involucrado. Estos totales deberán estar informados en la DDJJ de Erogaciones como PAMO (Planilla de Asignación de Mano de Obra propia).

En todos los casos, se deberán implementar procedimientos de contratación que aseguren la concurrencia y la obtención de precios transparentes y competitivos.

Se adjunta a la presente el protocolo de homogeneización informativa (Apartados I y II).



APARTADO I

Formato de Archivo:

Archivos plantilla en formato EXCEL 2010 o posterior, que pueden ser descargado desde el sitio web del SARI, en la sección PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS (PIO).

Archivo de Cronograma de Proyectos:

Archivo de remisión única conteniendo todos los proyectos que participan en el Plan de Inversiones Obligatorias, y cuyo nombre genérico es:

**EEEEE_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xlsx**

El mismo se encuentra disponible bajo el link "Cronograma de Proyectos intervinientes en el Plan de Inversiones Obligatorias" y una vez descargado deberá renombrarse reemplazando EEEEE por el código de entidad correspondiente (*Ver pestaña **Composición de Código de Proy.***) antes de ser remitido debidamente completado.

Ejemplos:

1000x_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xls

2000x_PIO_Cronograma_de_Desembolsos_Financieros_-
_Desarrollo_de_Proyectos_2017.xls



1/4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Archivo de Remisión Mensual:

Archivo de remisión mensual conteniendo todos los proyectos que tuvieron contrataciones y/o pagos en el mes que se informa, y cuyo nombre genérico es:

EEEE_I_PIO-PRM_AAAA-MM_AAAAMMDD.XLSX

El mismo se encuentra disponible bajo el link "Plantilla de remisión MENSUAL". El cual deberá renombrarse de acuerdo a lo indicado en "Morfología de nombre de archivo" en el APARTADO II.

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.XLSX

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.XLSX



I / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

El archivo PRM contiene las siguientes solapas:

PP: Plan de Proyectos intervinientes en el Plan de Inversiones

Obligatorias

PR: Pagos Realizados en el Mes declarado

IP: Imputación del Instrumento de Pago

Las cuales deberán ser completadas de acuerdo a las definiciones en Estructuras de Datos a continuación, para finalmente empaquetar el archivo Excel en un archivo RAR (con el mismo nombre que el Excel pero con extensión .RAR) que se podrá enviar a través del programa validador del SARI:

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.RAR

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.RAR

ESTRUCTURA DE DATOS (Solapas)

Estructura de la solapa **PP** (Plan de Proyectos)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen
02	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto haciéndolo unívoco ⁽¹⁾
03	Denominación	Alfanumérico	Breve Descripción del Proyecto SubProyecto
04	Importe Planificado	Numérico	Expresado en Pesos, importe que se invertirá para la concreción del Proyecto (no contempla el Impuesto al Valor Agregado). ⁽³⁾
05	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Prestadora. ⁽¹⁾
06	OC Fecha	Fecha	Es la fecha indicada en la respectiva Orden de Compra.



07	OC Importe Total	Numérico	Es el importe total de la Orden de Compra, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado) ⁽³⁾
08	OC Importe Afectado	Numérico	Es el importe de la Orden de Compra afectado al proyecto, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado) ⁽³⁾

(1) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de PR.

(3) ACLARACION: al final del período, la sumatoria de los importes detallados en el campo #10 (OP Importe **Afectado**) de la solapa PR debe ser igual a los importes informados en los campos #04 (Importe Planificado) y #08 (Importe Afectado de la Orden de Compra) de la solapa PP.



1/4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Estructura de la solapa PR (Pagos Realizados)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen.
02	Periodo	AAAA-MM	Periodo que se informa.
03	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto / Sub_Proyecto haciéndolo unívoco. ⁽¹⁾ ⁽²⁾
04	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Prestadora. ⁽¹⁾ ⁽²⁾
05	Código Proveedor	Alfanumérico	Es el código contable que identifica al Proveedor de una Prestadora.
06	Razón Social Proveedor	Alfanumérico	Es el Nombre y Apellido o Razón Social del Proveedor identificado con su correspondiente Código Proveedor contable.
07	OP Numero	Alfanumérico	Es el número interno de la Orden de Pago, que le otorga la Prestadora a fin de su identificación contable. ⁽²⁾
08	OP Fecha	Fecha	Es la fecha en la que se emitió la respectiva Orden de Pago.
09	OP Importe Total	Numérico	Es el importe TOTAL expresado en Pesos de la Orden de Pago.
10	OP Importe Afectado	Numérico	Es el importe de pago afectado al proyecto, expresado en Pesos (no contempla el Impuesto al Valor Agregado). ⁽³⁾
11	Tipo Instrumento de Pago	Numérico	1 - Transferencia Bancaria 2 - Cheque común 3 - Cheque de Pago Diferido 4 - Cuenta Recaudadora
12	Nº Instrumento de Pago	Numérico	Número del cheque o Transferencia Bancaria.
13	Importe Total del Instrumento de Pago	Numérico	Es el importe de pago incorporado en el Cheque o en la Transferencia realizada al proveedor. ⁽¹⁰⁾
14	Fecha Diferimiento	Fecha	En caso de que el Instrumento de Pago sea un cheque de pago Diferido, indicar la Fecha de diferimiento.
15	Recibo de Cobranza Numero	Numérico	Número del Recibo de Cobranza.
16	Recibo de Cobranza Fecha	Fecha	Fecha del Recibo de Cobranza.
17	P.A.M.O	Numérico	Si el pago realizado corresponde a Asignación de Mano de Obra Propia a proyectos, deberá indicarse el importe el cual debe ser coincidente con el indicado en el campo #10 Para todos los casos en que el importe del campo PAMO sea >0, se deben indicar los campos que conforman la clave de vinculación con el archivo de Imputación de Pago (Nro. Proyecto, Orden de Compra y Orden de Pago ⁽⁴⁾)



1 / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- (1) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de **PP**.
- (2) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de **IP**.
- (3) ACLARACION: al final del período, la sumatoria de los importes detallados en el campo #10 (OP Importe **Afectado**) de la solapa **PR** debe ser igual a los importes informados en los campos #04 (Importe Planificado) y #07 (Importe Orden de Compra) de la solapa **PP**.
- (4) ACLARACION: El número de Orden de Pago que se deberá informar es aquel en el que se pagan los sueldos del personal afectado al proyecto.




1 / 4364

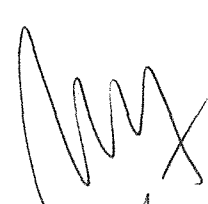

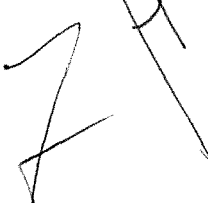
Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Estructura de la solapa IP (Imputación del Pago)

##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen.
02	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto haciéndolo unívoco. ⁽²⁾
03	Nº Orden de Compra	Alfanumérico	Es el que internamente le otorga la Prestadora. ⁽²⁾
04	Nº Orden de Pago	Alfanumérico 30	Es el número interno que le otorga la Prestadora a fin de su identificación contable. ⁽²⁾
05	Importe Imputado Instrumento Cancelación / PAMO	Numérico	En caso que la Orden de Pago contemple facturas de distintos Proyectos/Orden de Compra, se deberá imputar el importe del instrumento de pago al Proyecto/Orden de Compra pertinente. Serán tantos registros como Proyectos y Ordenes de Compra se imputen. ⁽⁴⁾ En caso de tratarse de un PAMO, también se deberá imputar el importe al proyecto/Orden de compra correspondiente.


⁽²⁾ CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la clave de vinculación con los datos de PR.




⁽⁴⁾ ACLARACION: La sumatoria de este campo dará como resultado el Importe Total del Cheque/Transferencia respectivo (Campo 13 del archivo PR).



I / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

APARTADO II

ESPECIFICACIONES DE ARCHIVO

- **Formato:**

Archivo EXCEL descargado del sitio web del SARI.

- **Definiciones de campos:**

La columna **##** Indica el Ordinal de campo, y no debe ser incluida en los archivos, así como tampoco se debe incluir línea de encabezados con los nombres de campos.

- **Morfología de nombre de archivo:**

Los nombres de archivo se deben ajustar a la siguiente plantilla:

[CodigoEntidad]_[NroPresentacion]_[TipoArchivo]_[Periodo]_[Fecha].RAR

En donde:

- **[CodigoEntidad] (EEEE):**

Es el código asignado por SARI de la entidad que envía la información. Ver Tablas Maestras.

- **[NroPresentacion] (I):**

Es un dígito situado entre el código de la entidad y la identificación del tipo de archivo, este dígito toma valores desde 0 (cero) para la presentación inicial, hasta 9 para rectificativas/reinformaciones.

- **[TipoArchivo]:**



1 / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Es el identificador de tipo de archivo para ser enviado con el programa validador del SARI:

PIO-PRM

- **[Período]:**

Año y Mes informado, de acuerdo a la siguiente plantilla:

AAAA-MM.

- **[Fecha]:**

Fecha de generación del archivo de datos, de acuerdo a la siguiente plantilla:

AAAAMMDD



CONSIDERACIONES:

• **Modalidad de presentación de Archivos**

Los archivos se deberán remitir a través del SARI por usuarios debidamente registrados en la página web del ENARGAS.

• **Rectificaciones**

La información podrá ser rectificada (reenviada). Cuando esto ocurra, el archivo deberá ser reenviado completo, indicando el ordinal de presentación con el dígito empleado a tal efecto en el nombre del archivo (ver MORFOLOGÍA DE NOMBRES DE ARCHIVO en los documentos correspondientes).

Se establece un plazo de 48hs. desde la notificación por parte del ENTE para presentar los nuevos lotes de datos.

• **Formato de Código de Proyecto y SubProyecto:**

Normalización de la codificación de los proyectos, de acuerdo a la siguiente plantilla:

NNNNN_AAAA_99_PPPPPPPPPPPPPPPPPPPPP_PSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS

En donde:

- **NNNNN:**

Es el código de la entidad que envía la información. Ver Tablas Maestras del SARI.

- **AAAA:**

Es el año del plan de inversión (Cronograma).

- **99:**



1 / 4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Es el tipo de proyecto:

- 01 Expansión
- 02 Seguridad e integridad
- 03 Confiabilidad
- 04 Operación y Mantenimiento
- 05 Informatica
- 06 Otros

- **P(20):**

Es el código de proyecto Interno usado por la Entidad

- **S(20):**

Es el código de sub-proyecto Interno usado por la Entidad (en el caso de no ser un sub-proyecto, indicar "0" (cero)).



- **Nulidad o Ausencia de Datos**

En los casos en que no se disponga de información, el campo deberá presentarse vacío, es decir, sin espacios ni ceros.

- **Formato de campos con fecha**

Cuando se deba informar una fecha, la misma deberá ser presentada en formato numérico, indicando el año con cuatro dígitos, el mes con dos dígitos y el día con dos dígitos, sin separadores, de acuerdo a la siguiente plantilla:

DD/MM/AA

- **Formato de campos numéricos**

Los campos en que se informen cantidades o valores numéricos, deberán contener solo números sin agrupación de miles, sin ceros (a izquierda) y espacios (antes o después del número).

Toda vez que se haga mención a un campo numérico se entiende que el mismo es entero. Cuando se requiera puntuación decimal, para la misma se utilizará un punto (".") seguido de la cantidad decimales que se indique para ese campo.

Cuando correspondan valores negativos, se utilizará el signo menos ("-") a la izquierda del número y sin espacios intermedios. No se utilizarán separadores de miles en ningún caso.

Ejemplos:

Número ENTERO: **99999**

Número DECIMAL: **999999.99**

Número NEGATIVO: **-9999.99**

- **Importes:** Deberán ser informados en Unidades y en Pesos



ANEXO V DE LA RESOLUCION N°

Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa

Tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la revisión de tarifas (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).

A los efectos prácticos de la aplicación de los ajustes se aplicará el siguiente algoritmo de cálculo:

Primer Ajuste Semestral: diciembre 2017

$$T_{Dic\ 17} = T_{Anexo\ 2} + \left(T_{Anexo\ 1} \times \left(\frac{IP_{Oct\ 17}}{IP_{Dic\ 16}} - 1 \right) \right) + \Delta\% \text{ 2}^{do} \text{ Escalón}$$

Segundo Ajuste Semestral: abril 2018

$$T_{Abr\ 18} = T_{Dic\ 17} + \left(T_{Anexo\ 1} \times \left(\frac{IP_{Feb\ 18}}{IP_{Dic\ 16}} - 1 \right) \right) + \Delta\% \text{ 3}^{er} \text{ Escalón} + CE$$

Ajustes Semestrales a partir de octubre 2018.

$$T_t = T_{Abr\ 18} \times \frac{IP_{t-2}}{IP_{Feb\ 18}}$$

donde:

T: Tarifa.

IP: IPIM (Índice de Precios Internos al por Mayor publicado por el INDEC).



1/4364

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

$\Delta\%$ 2^{do} escalón: aplicación del 40% del incremento tarifario determinado en la revisión tarifaria.

$\Delta\%$ 3^{er} escalón: aplicación del 30% del incremento tarifario determinado en la revisión tarifaria.

CE: compensación por escalonamiento tarifario.

Los Cuadros Tarifarios que surjan de las respectivas adecuaciones semestrales tendrán vigencia a partir del 1° de abril y 1° de octubre de cada año, a excepción del año 2017 donde los mismos entrarán en vigencia el día 1° de diciembre.

Los nuevos Cuadros Tarifarios que surjan de cada adecuación semestral deberán ser autorizados por el ENARGAS, a cuyo efecto la prestadora deberá presentar los nuevos cuadros propuestos, conjuntamente con los cálculos de donde surjan los coeficientes de adecuación utilizados, con una anticipación mínima de 15 (quince) días hábiles a la fecha de entrada en vigencia de los mismos, a fin de que esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación.

