



I - 4356

*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

BUENOS AIRES, 30 MAR 2017

VISTO Expediente N° 29.055, del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, el Acuerdo Transitorio ratificado por Decreto N° 234/2009, el Acuerdo Transitorio celebrado con fecha 26 de marzo de 2014, el Acuerdo Transitorio celebrado el 24 de febrero de 2016, y el ACUERDO TRANSITORIO 2017, lo dispuesto por las Resoluciones MINEM N° 31/2016 y N° 212/2016, lo establecido por la Ley N° 24.076 y su Reglamentación aprobada por Decreto N° 1738/92, y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución aprobadas por Decreto N° 2255/92, la Resolución MINEM N° 74/2017, y

CONSIDERANDO:

Que la Ley N° 25.561 dispuso en su Artículo 8° que en los contratos celebrados por la Administración Pública bajo normas de derecho público, comprendidos entre ellos los de obras y servicios públicos, quedaban 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.

Que el citado texto legal autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos comprendidos en lo dispuesto en su Artículo 8°, a la vez que dispuso que en el caso de los contratos que tuvieran por objeto la prestación de servicios públicos, debían tomarse en consideración los siguientes criterios: 1) el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; 2) la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos



estuviesen previstos contractualmente; 3) el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; 4) la seguridad de los sistemas comprendidos; y 5) la rentabilidad de las empresas.

Que como consecuencia de lo expuesto METROGAS S.A. suscribió los Acuerdos Transitorios citados en el VISTO.

Que el Acuerdo Transitorio suscripto el 24 de febrero de 2016, en su cláusula 4.2, dispone que sin perjuicio de lo decidido en el apartado anterior, "...dentro de los TREINTA (30) días corridos de la suscripción del presente ACUERDO TRANSITORIO, el MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA instruirá al ENARGAS a iniciar los estudios pertinentes para la realización de la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL. El proceso de REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL se desarrollará dentro de un plazo de DOCE (12) meses desde la instrucción del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA referida en el presente apartado y se pondrá en vigencia en el plazo que se indique en el ACTA ACUERDO DE RENEGOCIACIÓN CONTRACTUAL INTEGRAL".

Que dicho Acuerdo Transitorio establece, en su Anexo, el conjunto de pautas que deben observarse en la Revisión Tarifaria Integral.

Que corresponde desde ahora advertir que esta Autoridad Regulatoria ha dado debido cumplimiento en su desarrollo a las disposiciones contenidas en el citado Anexo.

Que por Resolución MINEM N° 31 de fecha 29 de marzo de 2016, se instruyó a este Organismo a que llevara adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral previsto en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N°



25.561, sus modificaciones y complementarias; el que debía concluirse en un plazo no mayor a UN (1) año desde la fecha de la citada resolución (29/3/2016).

Que asimismo, respecto de las empresas Licenciatarias que a la fecha de la citada Resolución no hubieran suscripto el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral correspondiente, se dispuso que "...el plazo será establecido en dicho instrumento, sin perjuicio de lo cual el ENARGAS estará facultado a partir de la presente resolución, para requerir la información necesaria para avanzar en forma preliminar en el proceso de Revisión Tarifaria Integral...".

Que con fecha 30 de Marzo de 2017 se ha suscripto un nuevo Acuerdo Transitorio que habilita la posibilidad de la emisión de un cuadro tarifario de transición (conf. Art. 6° in fine de la Resolución MINEM N° 74/2017).

Que si bien se han efectuado los estudios pertinentes para la realización de la Revisión Tarifaria Integral previstos en el punto 4.2 del Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016, no corresponde su puesta en vigencia, en los términos del referido punto, dado que ésta se encuentra supeditada a la suscripción del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia.

Que corresponde al Otorgante, en el marco del Acta Acuerdo, la consideración definitiva respecto de los laudos abonados por el Estado Nacional, en relación con eventuales incumplimientos derivados de la aplicación de la normativa de emergencia.

Que cabe diferenciar las competencias propias de la Autoridad Concedente u Otorgante, en el marco del proceso de renegociación contractual de las correspondientes al Ente Regulador.



Que, en materia tarifaria, la competencia de esta Autoridad Regulatoria –en los términos del Artículo 3° de la Ley de Procedimientos Administrativos– para llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y aprobar los cuadros tarifarios resultantes de la misma, encuentra fundamento primario en el Artículo 52° de la Ley N° 24.076, que dispone inequívocamente que “El Ente tendrá las siguientes funciones y facultades... f) Aprobar las tarifas que aplicarán los prestadores, disponiendo la publicación de aquéllas a cargo de éstos”.

Que, además, los Acuerdos Transitorios suscriptos por las Licenciatarias, reconociendo este dato orgánico y funcional, definen a la Revisión Tarifaria Integral como el procedimiento que implementará, precisamente, el ENARGAS con el objeto de determinar el nuevo régimen de tarifas máximas de la Licencia, conforme lo estipulado en la ley N° 24.076 y normas complementarias, así como las pautas del propio instrumento y las que surjan del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral.

Que las normas aplicables al procedimiento de revisión surgen en este caso, del Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016, sin perjuicio de la aplicación supletoria o analógica, según los casos, de las disposiciones de la Ley N° 24.076, Decreto N° 1738/92 y las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, en aquellos supuestos que no se encontraren específicamente reglados por la normativa de emergencia, toda vez que tal regulación –es decir la Ley N° 24.076 y su reglamentación- se mantiene plenamente vigente en todos aquellos aspectos que no contradijeren el plexo normativo resultante de la Ley N° 25.561, lo cual se condice con las previsiones de la Ley N° 25.790.



Que, la Resolución MINEM N° 31/16 previó que, en todos los casos, en el proceso de realización de la Revisión Tarifaria Integral, debía instrumentarse el mecanismo de audiencia pública a fin de posibilitar la participación ciudadana.

Que, en igual sentido, 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-4136/16 se convocó a la Audiencia Pública N° 87 a celebrarse en la Ciudad de Buenos Aires el día 7 de diciembre de 2016 a fin de considerar la Revisión Tarifaria Integral de METROGAS S.A. y GAS NATURAL BAN S.A., las propuestas de modificación de los Reglamentos de Servicio 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 Audiencias Públicas aprobado por Resolución ENARGAS I-4089/16, el cual recepta los preceptos del Decreto N° 1172/03, del que se da cuenta en el Dictamen GAL N° 418/17.

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 (B.O. 10/03/17).



Que, asimismo mediante la citada Resolución ENARGAS N° I-4313/17, 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 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 en esta instancia y con el alcance precedentemente expuesto, cabe entonces analizar cada una de las materias propias de la Revisión Tarifaria Integral, a la vez que merituar las intervenciones efectuadas en la Audiencia Pública N° 87, en tanto resultaren atinentes a ese objeto.

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 tributos 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 licenciatarias 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 el Acuerdo Transitorio prevé para su valorización la contratación de una consultoría específica para la cual el Ente ha establecido las bases, objeto y alcances de la contratación y seleccionado al especialista.

Que en el caso de METROGAS S.A., tal selección se instrumentó a través de la Resolución ENARGAS N° I-3881/16.

Que la valuación de activos comprende el Precio Global pagado al momento de la privatización por la totalidad de los activos adquiridos por cada Licenciataria (incluyendo el pago en efectivo, los bonos de la deuda y el pasivo asumido), del que se detrajo el precio asignado a aquellos bienes no necesarios para prestar el servicio regulado, además de aquellos bienes que se estén utilizando solo para sustentar actividades no reguladas, y en forma proporcional, si existiese algún grado de afectación a actividades reguladas.

Que al valor de la inversión inicial se le adicionó 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 Licenciataria.

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 existentes al 31 de diciembre de 2015, correspondía efectuar su actualización conforme las pautas determinadas en el Acuerdo Transitorio.

Que, asimismo, el Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016 suscripto por la Licenciataria dispone, en relación con la determinación de la Base de Capital de la Licenciatarias, en la Cláusula 1.7 del Anexo, 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 estas 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, se recomendó, para ciertos rubros, la aplicación de índices internacionales relevantes emitidos por Organismos Oficiales, proponiendo para ello índices de precios elaborados por el Bureau of Labor Statistics (BLS) de los Estados Unidos de América, ajustados 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 Organismos 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 estas 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 del Acta Acuerdo suscripta, 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 S.A.) 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 el Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016 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 efectuados en oportunidad de la Revisión Tarifaria de GAS NATURAL BAN S.A. durante el año 2008, a los efectos 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 determinó y este Organismo utilizó, para la elaboración de los cuadros tarifarios una Tasa de Rentabilidad (Tasa WACC) en términos reales de 8,99 % para las Transportistas y de 9,33% para las Distribuidoras.

Que en materia de gastos reconocidos para la proyección de los mismos 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 gastos 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 a 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 licenciataria 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 Contabilizado (GNNC), considerado en algunos casos como 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 Licenciatarias 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.

Que, en el marco de los estudios realizados para la Revisión Tarifaria Integral, la Licenciataria 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 la Licenciataria, esta Autoridad Regulatoria clasificó las obras y proyectos de aquél en "Inversiones Obligatorias" e "Inversiones No Obligatorias" o "Complementarias", conforme se encuentran detalladas en el Anexo III que forma parte integrante de la presente.

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 eliminar, 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 Licenciataria, 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) del presente acto.

Que si la Licenciataria 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/o proyectos que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del período quinquenal.

Que la Licenciataria 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 Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

Que la Licenciataria deberá presentar anualmente a satisfacción de esta Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias, pudiendo este Organismo aplicar sanciones por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.

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 los cuadros tarifarios de la Licenciataria.

Que la Licenciataria, en caso de contar con financiamiento podrá solicitar la consideración de las Inversiones No Obligatorias o Complementarias contempladas en el Anexo III (Cuadro II) de este acto, como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.13. de las RBL.

Que, durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria podrá proponer a esta Autoridad Regulatoria la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Anexo III de la presente, 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, supuesto en que este Organismo, de considerar procedente la solicitud, deberá convocar a Audiencia Pública.

Que debe precisarse que durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III (Cuadro I) de la presente medida, sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstos cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia.

Que, esta Autoridad solicitó a la Licenciataria que remita a este Organismo el detalle de la demanda 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 Distribuidora.

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 sus 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 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 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 tributos locales deberán ser incorporados a la factura final del servicio por renglón separado; a fin de transparentar las cargas impositivas contenidas en las tarifas y de distinguirlas de los componentes regulados y sus variaciones, evitando de este modo que los impuestos y tasas que gravan la prestación de los servicios públicos de transporte y distribución fijadas por 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 final al usuario, ello será autorizado mediante el acto administrativo correspondiente que disponga esta Autoridad Regulatoria.



Que en esa línea 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 se enmarca en las medidas adoptadas como resultado de la aplicación de la Ley de Emergencia N° 25.561, 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 Licenciataria y se procederá de acuerdo a lo previsto en dicho artículo a los efectos de adecuar las tarifas que surgieron del proceso de RTI 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 denominó "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 Integral, resulta procedente la derogación de la citada metodología, dejando sin efecto la autorización para la aplicación del monto fijo por factura.



Que este Organismo al momento de resolver el nivel tarifario 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 contemplen los costos asociados a la prestación del servicio y las inversiones necesarias a la vez que la posibilidad de pago por parte de los usuarios.

Que el Artículo 41 de la Ley 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 N° 25.561 aplicable a los contratos celebrados entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, establece 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 (\$) = 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 estipuladas en estas últimas.

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 en su carácter de Otorgante 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 y, en particular, respecto al índice de precios al consumidor, en razón de que tal elección implica un menor riesgo de que se produzca un alejamiento sustancial de los valores de las tarifas respecto de los costos durante el quinquenio, lo que podría acarrear 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, se ha previsto en el marco de las Actas Acuerdo, un procedimiento por el cual las Licenciatarias no podrán hacer un ajuste automático por aplicación del índice antes mencionado, sino que deberán presentar los cálculos ante este Organismo, con una antelación no menor a quince (15) días hábiles 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 respecto de METROGAS S.A. debe repararse que la Metodología de Ajuste Semestral que integra la presente medida entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia, efectuándose en tal oportunidad los ajustes necesarios para su asimilación a las restantes Licenciatarias de los Servicios de Transporte y Distribución.

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, decidió, que corresponde determinar 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, dispuso en el Artículo 5 de la referida Resolución MINEM N° 74/17, 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; ello sin perjuicio de los valores que corresponda trasladar a los usuarios comprendidos en el régimen de compensación al consumo





residencial de gas natural por redes para la Región Patagónica (que incluye a la Provincia de LA PAMPA, conforme a lo dispuesto por la Ley N° 23.272 y su modificatoria Ley N° 25.955), Departamento Malargüe de la Provincia de Mendoza y la región conocida como "Puna", conforme a lo dispuesto en el Artículo 75 de la Ley N° 25.565, sus normas modificatorias, complementarias y reglamentarias, los que deberán ajustarse proporcionalmente al incremento de los nuevos precios de gas determinados por dicha Resolución.

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 la Licenciataria METROGAS 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 al respecto se señala que la Resolución MINEM N° 74/17, en la que se establecen los nuevos precios de gas en punto de ingreso al sistema de transporte, no identifica un precio de gas para los volúmenes entregados a los usuarios Subdistribuidores, por lo que a partir de la entrada en vigencia de dicha resolución, a efectos de la facturación en concepto de gas por los volúmenes entregados por la Distribuidora a dicha categoría de usuario, la misma deberá contemplar el precio promedio ponderado que surja de los volúmenes informados en carácter de Declaración Jurada por cada Subdistribuidor, de acuerdo a la metodología que a tales efectos determine esta Autoridad Regulatoria .

Que en consecuencia, las tarifas de distribución finales a usuarios Subdistribuidores no contienen el precio de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte ni el componente de gas retenido.



Que habiéndose desarrollado el procedimiento de RTI, el MINISTERIO DE ENERGIA Y MINERIA ha considerado necesario instruir al ENARGAS a poner en vigencia los cuadros tarifarios resultantes del proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) indicado en el Artículo 1° de la Resolución N° 31/2016 de ese Ministerio y llevado adelante según lo establecido en las Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral celebradas con las Licenciatarias en el marco de lo dispuesto en la Ley N° 25.561, sus modificaciones y complementarias, y que fueron ratificadas por el PODER EJECUTIVO NACIONAL.

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 RTI, 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 RTI, considerando el efecto financiero correspondiente, y sin alterar la ejecución del plan de inversiones que se establezca en el marco de dicha RTI.

Que para los casos en que las correspondientes Actas Acuerdo de Renegociación Contractual Integral no hubieran entrado vigencia, como en el caso de METROGAS S.A, el MINEM ha instruido al ENARGAS a aplicar a las Licenciatarias respectivas una adecuación transitoria de las tarifas a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral, considerando a tales efectos los estudios realizados en el marco de dicha Revisión Tarifaria Integral y aplicando la progresión previamente



indicada; dicha adecuación tarifaria transitoria deberá cumplir con las pautas indicadas en el Artículo 7° de la Resolución N° 212 de fecha 6 de octubre de 2016 del MINEM.

Que, en otro orden, el ARTÍCULO 9° de 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 suscritos 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 suscritos 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 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 METROGAS S.A.

Que en función de lo expuesto corresponde emitir nuevos cuadros tarifarios transitorios para el área de Licencia de METROGAS S.A., los que obran como Anexo II de la presente.

Que la Gerencia de Asuntos Legales, en su carácter de servicio jurídico permanente de este Organismo 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 en el Acuerdo Transitorio ratificado por Decreto N° 234/2009, el Acuerdo Transitorio celebrado con fecha 26 de marzo de 2014 ratificado por Decreto N° 445/15, el Acuerdo Transitorio celebrado del 24 de febrero de 2016, EL ACUERDO TRANSITORIO 2017 lo dispuesto por la Resolución MINEM N° 31/2016, en los incisos e) y f) del Artículo 52 de la Ley N° 24.076, los Numerales 9.4.2 y 9.4.3. de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución 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 los ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS sobre la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de METROGAS S.A., realizados en cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Acuerdo Transitorio de fecha 24 de febrero de 2016 y la Resolución MINEM N° 31/16, conforme los términos que surgen del Anexo I que forma parte integrante de la presente Resolución.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar el cuadro tarifario de transición de METROGAS S.A. conforme las previsiones de la Resolución MINEM N° 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 METROGAS S.A. obrante en el Anexo III del presente acto y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución.

Durante el período de transición, el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III (Cuadro I), sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral de la Licencia.

ARTÍCULO 4º.- Aprobar la Metodología de Ajuste Semestral que se agrega como Anexo V de este acto, el que entrará en vigencia conjuntamente con el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia, efectuándose en tal oportunidad los ajustes necesarios para su asimilación a las restantes Licenciatarias de los Servicios de Transporte y Distribución.

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.- Instruir a METROGAS S.A. a notificar el presente acto a los subdistribuidores ubicados dentro de su área licenciada, remitiendo constancia de ello a este Organismo en el plazo de diez (10) días hábiles administrativos de notificada la presente.

ARTÍCULO 7º.- La facturación resultante de la aplicación de los nuevos cuadros tarifarios transitorios 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-4044/2016.



ARTÍCULO 8º.- Instruir a METROGAS 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 9º.- Notificar a METROGAS S.A. en los términos establecidos en los Artículos 41 y siguientes del Decreto N° 1759/72 (T.O. 1991)

ARTÍCULO 10.- Comunicar, publicar, dar a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archivar.

RESOLUCIÓN ENARGAS N° I - 4356

Ing. DANIEL ALBERTO PERRONE  
SUBINTERVENTOR  
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4356

Resultado Revisión Tarifaria Integral Metrogas S.A.

Base Tarifaria Inicial \$ 14.906.562

Costo del Capital 9,33%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 1.360.112	\$ 1.422.827	\$ 1.504.978	\$ 1.590.026	\$ 1.672.569
Depreciación	\$ 711.699	\$ 762.469	\$ 809.903	\$ 859.427	\$ 916.321
Gastos Propios	\$ 2.584.351	\$ 3.014.439	\$ 3.646.447	\$ 3.736.216	\$ 3.615.166
Impuesto a las Ganancias	\$ 1.061.667	\$ 1.089.682	\$ 1.128.483	\$ 1.169.134	\$ 1.209.641
Requerimiento de Ingresos	\$ 5.717.829	\$ 6.289.417	\$ 7.089.810	\$ 7.354.803	\$ 7.413.697
Ingresos por Tasas y Cargos	\$ 120.009	\$ 120.653	\$ 121.057	\$ 121.460	\$ 121.731
Monto a Remunerar via Tarifas	\$ 5.597.820	\$ 6.168.763	\$ 6.968.753	\$ 7.233.343	\$ 7.291.966

Valores expresados en miles de pesos.



ANEXO I DE LA RESOLUCION N°

I - 4356

METROGAS S.A.

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

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³ de Consumo
R1	Capital Federal	97,862820	0,557836
	Prov. de Buenos Aires	98,252331	0,607198
R2 1°	Capital Federal	103,437995	0,557836
	Prov. de Buenos Aires	103,827506	0,607198
R2 2°	Capital Federal	118,277512	0,877386
	Prov. de Buenos Aires	118,700409	0,935202
R2 3°	Capital Federal	133,745698	1,009543
	Prov. de Buenos Aires	134,190854	1,075811
R3 1°	Capital Federal	174,302175	1,428202
	Prov. de Buenos Aires	174,769588	1,511377
R3 2°	Capital Federal	202,178053	1,428202
	Prov. de Buenos Aires	202,645467	1,511377
R3 3°	Capital Federal	270,883315	2,095206
	Prov. de Buenos Aires	271,417502	2,200922
R3 4°	Capital Federal	438,138584	2,095206
	Prov. de Buenos Aires	438,672771	2,200922

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
P1 y P2	Capital Federal	247,102422	0,328355	0,278362	0,228375
	Prov. de Buenos Aires	247,583628	0,346023	0,300997	0,245530

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	Capital Federal	934,026265	0,601170	0,516183	0,431205
	Prov. de Buenos Aires	934,530145	0,761158	0,664127	0,567107

OTROS USUARIOS		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
SDB	Capital Federal	5.634,714581		0,164611
	Prov. de Buenos Aires	5.635,021483		0,334786
GNC	Capital Federal	3.317,539607		0,124165
	Prov. de Buenos Aires	3.317,854532		0,137066
GNC FIRME	Capital Federal	3.317,539607	3,462336	0,022574
	Prov. de Buenos Aires	3.317,854532	3,462336	0,035475

(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 - 4356**

METROGAS S.A.

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN RESULTANTES DE LA REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL  
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 (6)			
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³	
P3 (5)	Capital Federal	5.636,269336	0,601170	0,516183	0,431205
	Prov. de Buenos Aires	5.636,584260	0,761158	0,664127	0,567107

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (3)	Cargo por m³ de consumo		
			0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³	
G	Capital Federal	5.634,714581	5,612479	0,085233	0,052752
	Prov. de Buenos Aires	5.635,021483	5,736811	0,094042	0,061393

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	Capital Federal	11.212,797704		0,184109	0,144369
	Prov. de Buenos Aires	11.213,119592		0,196141	0,156200
FD - FT	Capital Federal	11.212,797704	3,445464	0,061912	3,161626
	Prov. de Buenos Aires	11.213,119592	3,558623	0,070609	3,273319

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).



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION N°

I - 4356

METROGAS 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 m³ de Consumo
R1	Capital Federal	58,759276	2,685283
	Prov. de Buenos Aires	58,993148	2,714922
R2 1°	Capital Federal	62,106751	2,685283
	Prov. de Buenos Aires	62,340623	2,714922
R2 2°	Capital Federal	71,016766	2,877150
	Prov. de Buenos Aires	71,270685	2,911863
R2 3°	Capital Federal	80,304251	2,956499
	Prov. de Buenos Aires	80,571533	2,996289
R3 1°	Capital Federal	104,655371	4,274068
	Prov. de Buenos Aires	104,936017	4,324009
R3 2°	Capital Federal	121,392743	4,274068
	Prov. de Buenos Aires	121,673389	4,324009
R3 3°	Capital Federal	162,645095	4,674554
	Prov. de Buenos Aires	162,965834	4,738029
R3 4°	Capital Federal	263,069327	5,537917
	Prov. de Buenos Aires	263,390066	5,601391

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
P1 y P2	Capital Federal	148,366454	1,463252	1,433236	1,403222
	Prov. de Buenos Aires	148,655381	1,473860	1,446826	1,413522

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	Capital Federal	560,812652	2,729707	2,678679	2,627656
	Prov. de Buenos Aires	561,115194	2,825768	2,767509	2,709255

OTROS USUARIOS		Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (2)	Cargo por m³ de Consumo
SDB (3)	Capital Federal			
	Prov. de Buenos Aires	3,383,407358		0,493875
GNC INTERRUPTIBLE	Capital Federal	1,991,933474		3,060712
	Prov. de Buenos Aires	1,992,122563		3,068458
GNC FIRME	Capital Federal	1,991,933474	2,078873	3,219361
	Prov. de Buenos Aires	1,992,122563	2,078873	3,227107

(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.

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

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.	1,604441	2,597396	3,401452	0,770011	1,796917	2,781032
Diferencias diarias acumuladas	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	1,604441	2,597396	3,401452	0,770011	1,796917	2,781032

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,219646	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,118343	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,191583	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):	0,250890	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P1 - P2):	0,056796	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de P3):	0,132540	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de GNC):	0,205128	(68.37% Cuenca NQN, 0.18% Cuenca CHU AUS, 2.68% Cuenca SCZ AUS, 28.77% Cuenca TDF AUS)
Costo de gas retenido (como % del precio a facturar a los usuarios SDB)	7,375975%	



ANEXO II DE LA RESOLUCION N° I - 4356

METROGAS 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 (6)			
		0 a 1.000 m³	1001 a 9.000 m³	más de 9.000 m³	
P3 (5)	Capital Federal	3.384,156600	0,360957	0,309929	0,258906
	Prov. de Buenos Aires	3.384,345689	0,457018	0,398759	0,340505

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m³/día (3)	Cargo por m³ de consumo		
			0 a 5.000 m³	más de 5.000 m³	
G	Capital Federal	3.383,223086	3,369872	0,051176	0,031674
	Prov. de Buenos Aires	3.383,407358	3,444524	0,056465	0,036862

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	Capital Federal	6.732,443234		0,110544	0,086683
	Prov. de Buenos Aires	6.732,636504		0,117768	0,093786
FD - FT	Capital Federal	6.732,443234	2,068743	0,037173	1,898319
	Prov. de Buenos Aires	6.732,636504	2,136686	0,042396	1,965383

(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).

(6) A los valores expresados se les deberá añadir el adicional dispuesto en la Resolución ENRG N° 551/97 (\$ 0,023798 por m3).

TARIFAS DE TRANSPORTE POR RUTA

Recepción	Despacho	Tarifa TF (\$/M3)(*)
-----------	----------	----------------------

TGS	Neuquén	GBA	0,153904
TGS	Santa Cruz	GBA	0,239672
TGS	T. del Fuego	GBA	0,280624
TGS	Chubut	GBA	0,166603
TGN	Neuquén	GBA	0,215746

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



METROGAS S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES CON AHORRO EN SU CONSUMO IGUAL O MAYOR AL 15% RESPECTO AL MISMO PERÍODO DEL AÑO 2015 - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
R1	Capital Federal	58,759276	1,823891
	Prov. de Buenos Aires	58,993148	1,853530
R2 1°	Capital Federal	62,106751	1,823891
	Prov. de Buenos Aires	62,340623	1,853530
R2 2°	Capital Federal	71,016766	2,015758
	Prov. de Buenos Aires	71,270685	2,050472
R2 3°	Capital Federal	80,304251	2,095107
	Prov. de Buenos Aires	80,571533	2,134897
R3 1°	Capital Federal	104,655371	3,437375
	Prov. de Buenos Aires	104,936017	3,487315
R3 2°	Capital Federal	121,392743	3,437375
	Prov. de Buenos Aires	121,673389	3,487315
R3 3°	Capital Federal	162,645095	3,837860
	Prov. de Buenos Aires	162,965834	3,901335
R3 4°	Capital Federal	263,069327	4,807448
	Prov. de Buenos Aires	263,390066	4,870923

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.	0,802220	1,818177	2,721161
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,802220	1,818177	2,721161

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

0,219646

(68.37% Cuenca Neuquina, 0.18% Cuenca Chubut Austral, 2.68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28.77% Cuen

Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):

0,059172

(68.37% Cuenca Neuquina, 0.18% Cuenca Chubut Austral, 2.68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28.77% Cuen

Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):

0,134108

(68.37% Cuenca Neuquina, 0.18% Cuenca Chubut Austral, 2.68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28.77% Cuen

Costo de gas retenido (incl. en los C p/M3 consumido de R3 4°):

0,200712

(68.37% Cuenca Neuquina, 0.18% Cuenca Chubut Austral, 2.68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28.77% Cuen

Handwritten signatures and scribbles, including a large signature at the top left and several other marks below it.



Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

ANEXO DE LA RESOLUCION Nº

I - 4356

METROGAS S.A.

TARIFAS FINALES A USUARIOS RESIDENCIALES, P1, P2 Y P3 BENEFICIARIOS DE LA "TARIFA SOCIAL" - SIN IMPUESTOS

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

RESIDENCIAL		Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo
R1	Capital Federal	58,759276	2,685283
	Prov. de Buenos Aires	58,993148	2,714922
R2 1°	Capital Federal	62,106751	2,685283
	Prov. de Buenos Aires	62,340623	2,714922
R2 2°	Capital Federal	71,016766	2,877150
	Prov. de Buenos Aires	71,270685	2,911863
R2 3°	Capital Federal	80,304251	2,956499
	Prov. de Buenos Aires	80,571533	2,996289
R3 1°	Capital Federal	104,655371	4,274068
	Prov. de Buenos Aires	104,936017	4,324009
R3 2°	Capital Federal	121,392743	4,274068
	Prov. de Buenos Aires	121,673389	4,324009
R3 3°	Capital Federal	162,645095	4,674554
	Prov. de Buenos Aires	162,965834	4,738029
R3 4°	Capital Federal	263,069327	5,537917
	Prov. de Buenos Aires	263,390066	5,601391

SERVICIO GENERAL	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P1 y P2	Capital Federal	148,366454	1,463252	1,433236
	Prov. de Buenos Aires	148,655381	1,473860	1,446826

SERVICIO GENERAL (1)	Cargo fijo por Factura	Cargo por m <sup>3</sup> de Consumo		
		0 a 1.000 m <sup>3</sup>	1001 a 9.000 m <sup>3</sup>	más de 9.000 m <sup>3</sup>
P3	Capital Federal	560,812652	2,729707	2,678679
	Prov. de Buenos Aires	561,115194	2,825768	2,767509

(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)

Tipo de Usuario	R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°	R3 1°-R3 2°-R3 3°	R3 4°	P1 - P2	P3
Punto ingreso al sist. de transp.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Diferencias diarias acumuladas.	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000
Precio incluido en los cargos por m3 consumido	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000

Costo de transporte -factor de carga 100%- (en \$/m3):	0,219646	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R1-R2 1°-R2 2°-R2 3°):	0,000000	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 1°-R3 2°-R3 3°):	0,000000	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de R3 4°):	0,000000	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P1 - P2):	0,000000	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)
Costo de gas retenido (incl. en los C p/m3 consumido de P3):	0,000000	(68,37% Cuenca Neuquina, 0,18% Cuenca Chubut Austral, 2,68% Cuenca Santa Cruz Austral, 28,77% Cuenca Tierra del Fuego Austral)



ANEXO II.4 DE LA RESOLUCION N° I - 4356

METROGAS 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)

Table with 4 columns: RESIDENCIAL, Cargo fijo por Factura, Cargo por m³ de Consumo, and rows for categories EBP 1, EBP 2 1\*, EBP 2 2\*, EBP 2 3\*, EBP 3 1\*, EBP 3 2\*, EBP 3 3\*, and EBP 3 4\*.

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

Table with 4 columns: Tipo de Usuario, EBP1 a EBP2 3\*, EBP3 1\* a EBP3 3\*, and EBP3 4\*. Rows include: Punto ingreso al sist. de transp., Diferencias diarias acumuladas, Precio incluido en los cargos por m3 consumido, Costo de transporte -factor de carga 100%-, Costo de gas retenido (incluidos en los C pM3 consumido de la categoría EBP1 a EBP2 3\*), and Costo de gas retenido (incluidos en los C pM3 consumido de la categoría EBP3 1\* a EBP3 3\*).

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



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



*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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

Si la Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria a esta Autoridad Regulatoria en concepto de multa.

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





*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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 Licenciataria.

Durante el quinquenio 2017-2021, la Licenciataria, 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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria**

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



*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria serán con prescindencia de todo otro que pueda efectuar en ejercicio de su competencia.



## ANEXO III

## I.- PLAN DE INVERSIONES OBLIGATORIAS - MetroGas S.A.

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
1	Renovación de Redes de Distribución	Renovación de Redes de Baja Presion de Hierro Fundido y de Media Presion de Acero. Se incluye la renovacion de Servicios domiciliarios	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	59	3411,01
2	Renovación y/o Remediacion de AP	Renovación y/o Remediacion de Ramales del Sistema de Alta Presión de 10 y 22 bar e Intalacion y/o Renovacion de Valvulas Troncales (*)	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	56	789,40
3	Servicio de obra mecanica y civil para la reparación y el mantenimiento de redes	Atención y reparación de redes de distribución de gas, y complementariamente otras tareas asociadas al mantenimiento correctivo y/o preventivo de las mismas. Además involucra las tareas correspondientes a las remociones de cañerías de alta y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	749,71
4	Renovacion Total o Parcial e Instalación de ERP	Renovacion Total o Parcial e Instalación de Estaciones de Regulacion de Presion asociadas al Plan de Renovacion de Redes de Distribucion	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	47	144,96
5	Vehículos	Renovación de la flota vehicular de la compañía. Se estima la compra de 190 unidades aproximadamente. Además se contempla la compra de accesorios utilizados en los vehiculos (cajas, cúpulas, grúas, equipos de GNC, etc.).	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	105,33
6	Medidores Residenciales	Compra de equipos nuevos de medición en operaciones de reemplazo por Reclamos, Emergencias y Recolocaciones por rehabilitación de suministro.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	45,30
7	Equipos	Compra de herramientas utilizadas para el mantenimiento de redes y gasoductos de alta, baja y media presión.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	57,94
8	SCADA (*)	Incorporación de más puntos telesupervisados y DRP de la solución	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	20,11



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
9	Protección Catódica	Tareas de mantenimiento del parque de equipos rectificadores que componen el sistema de protección catódica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	18,52
10	Seguridad Estaciones Reguladoras de Presión	Mejoras en seguridad de Estaciones reguladoras de Presión y City gates	Buchanan Hidropuerto Corrales II	6	0,80
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presion, Instalaciones de Superficie y Redes de Distribucion	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1015,90
27	Provision de Gas Natural DOMSELAAR	Instalacion de cañerías alta presion, instalaciones de superficie y redes de distribucion a la localidad de Domselaar, Partido de San Vicente	San Vicente	12	24,10
17	Medidores residenciales e industriales por alta de clientes nuevos a la red y remplazo por obsolescencia	Reemplazo de medidores que no registran y/o que permiten el paso del gas, y aquellos que excedan su vida útil o hayan registrado altos valores de error en el muestreo.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	467,36
18	Incorporación de clientes en redes existentes	Instalación de servicios nuevos para suministrar gas a clientes.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	265,68
19	Vinculaciones	Extension de redes por crecimiento vertical	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	33,55
20	Equipos	Renovación tecnológica en puntos de frontera y centrales eléctricas.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	53	6,97
23	Mantenimiento de Edificio	Replazo y la reparación de elementos vinculados a la infraestructura edilicia.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	32,53
24	Ampliación CET	Ampliacion Edilicia / Equipamiento	Lavallol	60	0,60
25	Central de Operaciones de Seguridad Ombú	Reemplazo y mejoras de CCTV	CABA	2	0,50
21	Telemedición Medidores Residenciales (gabinetes de medición no accesibles)	Proyecto destinado a obtener mediciones periódicas de clientes, cuyos medidores se encuentran en lugares inaccesibles para el lectorista sin necesidad del ingreso al domicilio.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	57	25,23

I - 4356



Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
22	Estrategia de Canales de Atención	Comprende: a) Creación nuevas Oficinas Comerciales (CAR); b) Modernización Oficinas Comerciales actuales; y c) Mejoras en los canales de atención y de comunicación de clientes vía telefónica.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	25,01
13	Proyecto M360 - Implementación Solución de Operaciones y Comercial (*)	Consiste en implementar una solución de software que soporte las actividades relacionadas con la gestión de las áreas de Operaciones y Comercial, mejorando de esta forma los procesos de la compañía y realizando una renovación tecnológica. Los sistemas actualmente no se encuentran integrados y su funcionalidad resulta limitada, existiendo numerosos procesos manuales. Este proyecto permitirá la integración de los diferentes procesos y la integridad de la información generada por las distintas áreas.	CABA	20	115,83
14	Reemplazo y Adaptaciones sobre aplicaciones varias (*)	Implementaciones y modificaciones sobre aplicaciones, contempla el reemplazo y la adaptación a nuevas versiones de los sistemas de información de la compañía	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	238,84
15	Renovación Tecnológica (*)	Recambio por obsolescencia de hardware y software, como por ejemplo: computadoras, servidores, almacenamiento, switches de red, etc.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	157,69
16	Seguridad Informática (*)	Consiste en soluciones que garanticen el acceso a la información, monitoreo y resguardo de manera segura, y la adquisición de licencias de software, para proveer servicio, soporte y mantenimiento.	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	31,40
<b>Monto de Inversión Comprometida</b>					<b>7.784,29</b>

I - 4356



## II.- PLAN DE INVERSIONES NO OBLIGATORIAS O COMPLEMENTARIAS

Nro. de Proyecto	Denominación del Proyecto	Descripción	Localización	Plazo de Ejecución (Meses)	Monto (en millones de \$)
26	Lactarios	Modificación Edilicia	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	60	0,13
11	Segundo Anillo SUR (22bar)	Extensiones de Alta Presion, Instalaciones de Superficie y Redes de Distribucion	CABA y Gran Buenos Aires zona sur	54	1495,94
12	Loop y Uprating Neuba	Extensiones de Alta Presion	CABA	13	244,97
Inversión Complementaria					1741,04



**METROGAS 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
773,17	1.724,21	1.665,74	1.824,71	1.796,46	7.784,28

I - 4356





**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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria 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 Licenciataria toda la documentación que considere necesaria para acreditar los avances físicos de las Inversiones Obligatorias.

3.6. La Licenciataria 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 Licenciataria deberá ser suscripta por un profesional responsable y con competencia en la materia.



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

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 Licenciataria 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 Licenciataria.

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

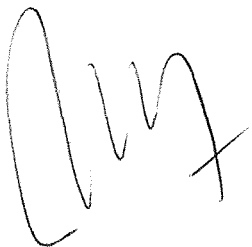
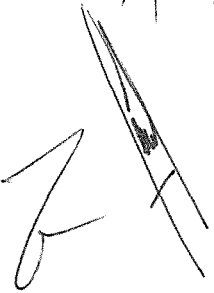
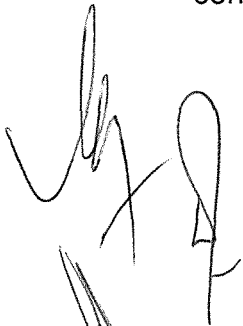
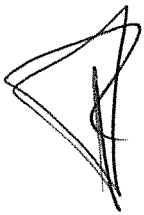
#### **4. INSTRUMENTACIÓN**

4.1. La documentación remitida por la Licenciataria 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 Licenciataria, 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 Licenciataria 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 Licenciataria y el cronograma de desembolso anual correspondiente.

A tal efecto, se implementará un flujo informativo analítico por parte de la Licenciataria, 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



*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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

La Licenciataria 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 Licenciataria, 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

*[Handwritten signatures and initials on the left margin]*

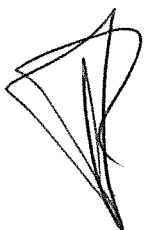


**Archivo de Remisión Mensual:**

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:

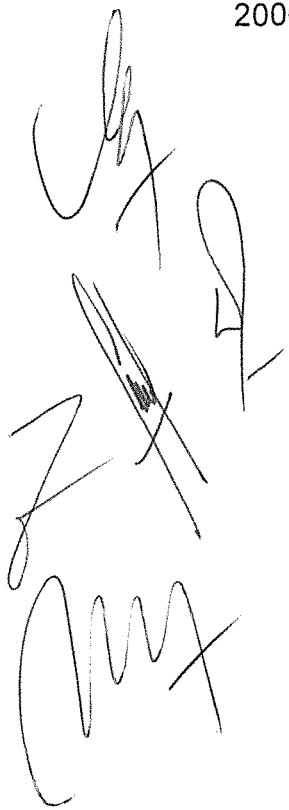
**EEEEE\_I\_PIO-PRM\_AAAA-MM\_AAAAMMDD.XLSX**

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





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)

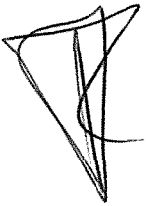
##	Campo	Tipo	Descripción
01	Id de Registro	Numérico	Id del registro de la base de datos de origen
02	Identificador de Proyecto_SubProyecto	Alfanumérico	Código de Identificación de proyecto de acuerdo a la morfología indicada en el Anexo II, que permite identificar al Proyecto haciéndolo unívoco <sup>(1)</sup>
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). <sup>(3)</sup>
05	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Licenciataria. <sup>(1)</sup>
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) <sup>(3)</sup>
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) <sup>(3)</sup>

(1) CAMPOS CLAVE: Estos campos conforman la calve 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.





## 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. <sup>(1) (2)</sup>
04	OC Numero	Alfanumérico	Es el Número de Orden de Compra que internamente le otorga la Licenciataria. <sup>(1) (2)</sup>
05	Código Proveedor	Alfanumérico	Es el código contable que identifica al Proveedor de una Licenciataria.
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 Licenciataria a fin de su identificación contable. <sup>(2)</sup>
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). <sup>(3)</sup>
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. <sup>(10)</sup>
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 <sup>(4)</sup> )



*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.



## 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. <sup>(2)</sup>
03	Nº Orden de Compra	Alfanumérico	Es el que internamente le otorga la Licenciataria. <sup>(2)</sup>
04	Nº Orden de Pago	Alfanumérico 30	Es el número interno que le otorga la Licenciataria a fin de su identificación contable. <sup>(2)</sup>
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. <sup>(4)</sup> En caso de tratarse de un PAMO, también se deberá imputar el importe al proyecto/Orden de compra correspondiente.

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

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



## 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.



*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- **[TipoArchivo]:**

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).



*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

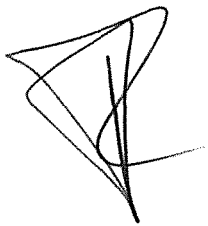
- **99:**

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)).





*Ente Nacional Regulador del Gas*

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

- **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° I - 4 3 5 6

### Metodología de Adecuación Semestral de la Tarifa

En orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), y tal como fuera propuesto y analizado dentro de los objetivos de las Audiencias Públicas celebradas con motivo de la Revisión Integral 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).  
 $\Delta\%$  2<sup>do</sup> escalón: aplicación del 40% del incremento tarifario determinado en la RTI.  
 $\Delta\%$  3<sup>er</sup> escalón: aplicación del 30% del incremento tarifario determinado en la RTI.  
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 Licenciataria 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.