



I - 4363

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

BUENOS AIRES, 30 MAR 2017

VISTO el Expediente N° 29.058 del Registro del ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS, el Acuerdo Transitorio ratificado por Decreto N° 458/2010, el Acuerdo Transitorio celebrado con fecha 24 de febrero de 2016 (Acuerdo Transitorio 2016), lo dispuesto por la Resolución MINEM N° 31/2016 y su similar N° 212/2016, el Acuerdo Transitorio suscripto el 30 de marzo del 2017 (Acuerdo Transitorio 2017), lo dispuesto por el art. 6° in fine de la Resolución MINEM N° 74/2017, 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 Transporte, aprobada por Decreto N° 2255/92, 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° y, 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, en cumplimiento del mandato legal, TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. suscribió los Acuerdos Transitorios citados en el VISTO.

Que el Acuerdo Transitorio 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 2016, contiene como Anexo, las pautas que debe observar la Revisión Tarifaria Integral (RTI) a las que se ha dado debido cumplimiento en su desarrollo por parte de esta Autoridad Regulatoria.

Que por Resolución MINEM N° 31/16, 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 respecto de las empresas Licenciatarias que a la fecha no han suscripto el Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral, el plazo previsto en el considerando precedente deberá ser establecido en dicho instrumento, sin perjuicio de lo cual el ENARGAS estará facultado para requerir a esas empresas la información necesaria para avanzar en forma preliminar en el proceso de Revisión Tarifaria Integral.

Que con fecha 30 de marzo 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 hecho los estudios para la Revisión Tarifaria Integral previstos en el punto 4.2 del Acuerdo Transitorio 2016, no corresponde su puesta en vigencia dado que ésta se encuentra supeditada a la efectiva entrada en vigencia del Acta Acuerdo de Renegociación Contractual Integral (Acta Acuerdo).

Que, por lo tanto, 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, en el marco del proceso de renegociación contractual de las correspondientes al Ente Regulador.

Que, en materia tarifaria, la competencia –en los términos del Artículo 3° de la Ley de Procedimientos Administrativos- de esta Autoridad Regulatoria para llevar adelante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral y aprobar los cuadros tarifarios resultantes de la misma, encuentra fundamento en el Artículo 52 de la Ley



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 principio, del Acuerdo Transitorio 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 Transporte, 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.

Que ello se condice con las previsiones de la Ley N° 25.790.

Que, la Resolución MINEM N° 31/16 previó que, 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-4124/16 se convocó a la Audiencia Pública N° 86 a celebrarse en la Ciudad de Santa Fé, Provincia de Santa Fe, el día 6 de diciembre de 2016 a fin de considerar la Revisión Tarifaria Integral de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., LITORAL GAS S.A., GASNEA S.A. y REDENGAS S.A., las propuestas de modificación de los Reglamentos de Servicio 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, de lo que se da cuenta en el Dictamen GAL N° 417/17.

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

Que, asimismo, se resolvió diferir la aprobación de los cuadros tarifarios resultantes de la Revisión Tarifaria Integral a las results del procedimiento de Audiencia Pública convocada por Resolución MINEM N° 29/2017 a fin de considerar el Precio del Gas en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST) 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, 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° 86, en tanto resultaren atinentes a ese objeto.

Que el estudio de las tarifas máximas para la prestación del servicio de transporte y distribución de gas requiere la consideración de una serie de elementos, a saber: la tasa de rentabilidad justa y razonable a reconocer a las prestadoras del servicio -Costo del Capital-; el valor de la Base Tarifaria, o Base de Capital necesaria para la prestación del servicio regulado; el Plan de Inversiones a ejecutar durante el quinquenio; el Capital de Trabajo afectado al giro del negocio regulado; la estimación de los Gastos de Operación y Mantenimiento, de Comercialización y Administración necesarios para la prestación del servicio regulado; los Impuestos que gravan la actividad regulada; los cambios esperados en la productividad y en la eficiencia y las estimaciones de la demanda esperada durante el quinquenio.

Que la determinación de la Base Tarifaria reviste fundamental importancia en el proceso de revisión tarifaria, ya que la determinación del valor de los activos que la componen resulta esencial para asegurar a las compañías un flujo de ingresos que provea un adecuado retorno sobre el capital necesario



invertido en la actividad, que permita no solo la reposición de los bienes al agotar su vida útil, sino además la expansión de sus sistemas.

Que en este punto el Acuerdo Transitorio 2016 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 TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., tal selección se instrumentó a través de la Resolución ENARGAS Nº I-3882/16.

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 (incluye 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 vidas útiles máximas previstas por la Resolución ENARGAS N° 1660/00 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 2016.

Que, asimismo, tal Acuerdo Transitorio contiene, 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 RTI, se estableció que las Consultoras debían proponer índices de precios que, en función de sus conocimientos y de lo establecido en los Acuerdos, consideraran más adecuados para ajustar los distintos rubros que conforman la Base de Capital.

Que, en dicho contexto, cabe destacar que en los primeros informes recibidos en este Organismo por parte de las Consultoras, al efectuar su propuesta



de índices de actualización para ajustar los distintos rubros de activos, recomendaron para ciertos 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, ajustado a valores locales aplicando la variación del tipo de cambio oficial del dólar estadounidense.

Que, al respecto, se le solicitó instrucciones al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA, a través de la Nota ENRG/GDyE/GAL/I N° 8827/16 acerca de cómo este Organismo debía interpretar el concepto de "índices oficiales" incorporado en la redacción de la citada cláusula de las Actas Acuerdo, es decir, si por índices oficiales debía entenderse exclusivamente a aquellos elaborados por el INDEC u otros 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 las Consultoras consideraron apropiado aplicar a los valores contables.

Que, a tales efectos, por Nota ENRG/GDyE/GAL/GT/GD/I N° 2477/17, esta Autoridad le solicitó al MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA su conformidad acerca de la adecuación del índice de precios que este Organismo aplicaría para ajustar la Base Tarifaria de las Licenciatarias con las previsiones de las Actas Acuerdo o de los Acuerdos Transitorios, según los casos, 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 Villares & Asociados (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 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 realizara un cálculo de las tasas WACC con datos actualizados.

Que como resultado de las tareas indicadas, se concluyó como resultados finales obtenidos por la Consultora y utilizados en los estudios de la



Revisión Tarifaria Integral por este Organismo para la Tasa de Rentabilidad en tasas 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 período 2017-2021 se comprende, 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 contemplan los incrementos en el nivel de gastos derivados de las obras a ejecutar previstas en el Plan de Inversiones.

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

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

Que se ha llevado a cabo un análisis sobre la razonabilidad de los proyectos propuestos, validando 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 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 1 (un) mes de facturación en el caso de las Licenciatarias de Distribución y 15 (quince) días para las Licenciatarias de Transporte.

Que, en el marco de los estudios correspondientes a 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 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 Obligatorias han sido consideradas en los estudios técnico económicos 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 "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES" y "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES - PIO-2016 NO EJECUTADO".



Que si la Licenciataria ejecutara las Inversiones Obligatorias a un costo total menor que la suma especificada a tal efecto en el Anexo III "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES - PRESUPUESTO", entonces deberá invertir la diferencia en 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 Anexo III "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES - PRESUPUESTO" en Inversiones 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 la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance del plan de Inversiones Obligatorias, a satisfacción de la misma, pudiendo esta Autoridad Regulatoria aplicar las penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.

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 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 "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES", como obras a realizar por factor K, en los términos del Numeral 9.4.1.3 de las RBL, supuesto en



que la Autoridad Regulatoria, 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 "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO" de la presente medida, sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia.

Que los volúmenes considerados para realizar los cálculos tarifarios fueron, en el caso de los servicios de transporte firme, las capacidades contratadas, las cuales pueden ser verificadas a partir de los modelos hidráulicos; y en el caso de los servicios de transporte interrumpible y de intercambio y desplazamiento, se consideraron los efectivamente transportados.

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

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

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



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

Que atento a las particulares circunstancias de la presente revisión, que 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.

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.



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 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 de Emergencia (N° 25.561) establece que en los contratos celebrados entre el Estado Nacional y las Licenciatarias de Transporte y Distribución de gas, quedan sin efecto las cláusulas de ajuste en dólar o en otras divisas extranjeras y las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio, estableciendo que las tarifas quedan establecidas en pesos a la relación de cambio UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S 1).

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

Que es así que teniendo en cuenta la prohibición establecida por la Ley de Emergencia en su artículo 8°, las Actas Acuerdo (punto 12.1) de Gasnor S.A., Litoral Gas S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Distribuidora de Gas Cuyana S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Camuzzi Gas del Sur S.A., y GasNea



S.A.(que contienen el mismo texto que el punto 12.1.1 del Acta Acuerdo suscripta por Gas Natural Ban S.A.), establecen que durante el procedimiento de Revisión Tarifaria Integral el ENARGAS "Introducirá mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la TARIFA DE DISTRIBUCIÓN de la LICENCIATARIA, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio."

Que, en orden a las cláusulas pactadas entre las Licenciatarias y el Estado Nacional (Otorgante de las Licencias), , se considera adecuado a los efectos de establecer un mecanismo no automático de adecuación semestral de la tarifa utilizar la variación semestral del Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIIM) – Nivel General publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Que se ha optado por la utilización del IPIIM por sobre otros índices generales nacionales en tanto, comparativamente a lo que ocurriría con el Índice de Precios al Consumidor, implicaría un riesgo menor de un alejamiento sustancial de las tarifas respecto de los costos durante el quinquenio, lo que podría redundar en dificultades para la prestación del servicio.

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

Que en lo que hace a la no automaticidad del procedimiento de ajuste semestral, en el marco de las Actas Acuerdo, se ha previsto un procedimiento por



el cual las Licenciatarias 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 15 (quince) días hábiles antes de su entrada en vigencia, a fin de que esta Autoridad Regulatoria realice una adecuada evaluación considerando otras variables macroeconómicas que permitan ponderar el impacto en las economías familiares, que no se limite al conjunto de asalariados, tal como se previera en un inicio, sino que considere niveles de actividad, salariales, jubilaciones, entre otras cuestiones.

Que por medio del Artículo 2° del Decreto 689/2002, se dispone que "Con efecto a partir del 6 de enero de 2002, las tarifas del servicio público de transporte de gas natural destinado a la exportación que sea realizado a través del territorio nacional mediante el empleo de gasoductos, que hubieren sido calculadas en dólares estadounidenses y expresadas en pesos a efectos de su facturación, se facturarán y deberán ser abonadas en dólares estadounidenses a la relación de cambio de UN PESO (\$ 1) = UN DOLAR ESTADOUNIDENSE (U\$S 1), y se ajustarán en la forma prevista en las licencias respectivas".

Que en relación con TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. debe repararse que la Metodología de Ajuste Semestral que integra la presente medida 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.

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



Que el ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS resulta competente para el dictado del presente acto en virtud de lo dispuesto en el Acuerdo Transitorio ratificado por Decreto N° 1918/2009, el Acuerdo Transitorio celebrado con fecha 24 de febrero de 2016, en la Resolución MINEM N° 31/2016, en los incisos e) y f) del Artículo 52 de la Ley N° 24.076, el Numeral 9.4.2 de las Reglas B 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 y 844/16.

Por ello,

EL INTERVENTOR DEL ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS

RESUELVE:

ARTÍCULO 1º.- Aprobar los ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS sobre la REVISIÓN TARIFARIA INTEGRAL de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A., realizados en cumplimiento de la Cláusula 4.2 del Acuerdo Transitorio 2016 y la Resolución MINEM N° 31/16, conforme los términos que surgen del Anexo I que forma parte del presente acto.

ARTÍCULO 2º.- Aprobar el cuadro tarifario de transición de TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. conforme las previsiones del artículo 6º in fine de la Resolución MINEM N° 74/2017, 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 TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. obrante en el Anexo III, y la Metodología de Control de Inversiones Obligatorias, que como Anexo IV forma parte de esta Resolución.

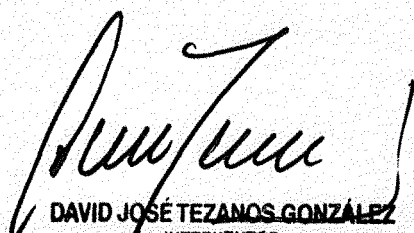
Durante el período de transición el alcance de las erogaciones comprometidas alcanzarán a un DIEZ POR CIENTO (10%) del monto total obrante en el Anexo III "RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES – PRESUPUESTO", sin perjuicio del cumplimiento de la totalidad de las inversiones bajo los plazos y modalidades previstas cuando entrare en vigencia el Acta Acuerdo de Readecuación de la Licencia y el cuadro tarifario resultante de la Revisión Tarifaria Integral.

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.- Notificar a TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A. en los términos establecidos en los Artículos 41 y ss del Reglamento de Procedimientos Administrativos (TO 1991).

ARTÍCULO 6º.- Comunicar, publicar, dar a la Dirección Nacional de Registro Oficial y archivar.

RESOLUCIÓN ENARGAS Nº **I - 4363**


DAVID JOSÉ TEZANOS GONZÁLEZ
INTERVENTOR
ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS



ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN Nº: **I - 4363**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	85,827350	0,91
	Tucumán	181,343664	1,97
	Central	337,172358	3,37
	Litoral	440,016958	4,60
	Aldea Brasileira	471,553346	4,90
	GBA	521,294169	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	73,780163	0,69
	La Pampa Sur	200,260380	2,09
	Cuyana	221,126455	2,43
	Central (Sur)	224,924029	2,60
	Litoral	323,156992	3,83
	Aldea Brasileira	356,660868	4,20
	GBA	394,196728	4,86
	Entre Ríos	467,174638	4,86

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.



ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N°: **I - 4363**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

TRANSPORTE FIRME (TF)

		Cargo por m3/día \$/ m3 (1)	% gas retenido (2)
RECEPCIÓN	DESPACHO		
SALTA	Salta	2,574811	0,91
	Tucumán	5,442486	1,97
	Central	10,117361	3,37
	Litoral	13,200476	4,60
	Aldea Brasileira	14,146575	4,90
	GBA	15,638838	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	2,107989	0,69
	La Pampa Sur	5,270027	2,09
	Cuyana	6,635905	2,43
	Central (Sur)	6,745622	2,60
	Litoral	9,696811	3,83
	Aldea Brasileira	10,699820	4,20
	GBA	11,804800	4,86
	Entre Ríos	14,015234	4,86

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.



ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N°: **I - 4 3 6 3**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

37,750323 por cada 1000 m³ por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUÉN

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de

37,943915 por cada 1000 m³ por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comencare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.



ANEXO I DE LA RESOLUCIÓN N°: **I - 4363**
Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión (*)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

RECEPCIÓN	DESPACHO	Cargo por m3/día \$/ m3 (1)	% gas retenido (2)
SALTA	Salta	0,844023	0,91
	Tucumán	1,784047	1,97
	Central	3,316471	3,37
	Litoral	4,327116	4,60
	Aldea Brasileira	4,637247	4,90
	GBA	5,126411	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	0,690999	0,69
	La Pampa Sur	1,727515	2,09
	Cuyana	2,175250	2,43
	Central (Sur)	2,211215	2,60
	Litoral	3,178615	3,83
	Aldea Brasileira	3,507401	4,20
	GBA	3,869614	4,86
	Entre Ríos	4,594194	4,86

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

(*) Expansión - Concurso Abierto 01/05



ANEXO I DE LA RESOLUCION N° I - 4363

Resultado Revisión Tarifaria Integral Transportadora de Gas del Norte S.A.

Base Tarifaria Inicial	\$	21.435.807
Costo del Capital		8,99%

	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022
Rentabilidad	\$ 1.873.557	\$ 1.863.088	\$ 1.865.937	\$ 1.868.017	\$ 1.874.771
Depreciación	\$ 1.113.860	\$ 1.169.730	\$ 1.237.259	\$ 1.296.211	\$ 1.352.634
Gastos Propios	\$ 1.660.878	\$ 1.468.003	\$ 1.452.532	\$ 1.456.005	\$ 1.461.602
Impuesto a las Ganancias	\$ 1.551.960	\$ 1.539.490	\$ 1.538.246	\$ 1.534.866	\$ 1.535.054
Requerimiento de Ingresos	\$ 6.200.255	\$ 6.040.311	\$ 6.093.973	\$ 6.155.099	\$ 6.224.061

Valores expresados en miles de pesos.



ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN Nº: **I - 4363**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL :

TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)

		Cargo \$/1.000 m3	% gas retenido (1)
RECEPCION	DESPACHO		
SALTA	Salta	47,711231	0,91
	Tucumán	100,808536	1,97
	Central	187,433356	3,37
	Litoral	244,604439	4,60
	Aldea Brasileira	262,135446	4,90
	GBA	289,786258	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	41,014227	0,69
	La Pampa Sur	111,324296	2,09
	Cuyana	122,923700	2,43
	Central (Sur)	125,034763	2,60
	Litoral	179,642246	3,83
	Aldea Brasileira	198,266976	4,20
	GBA	219,133076	4,86
	Entre Ríos	259,701332	4,86

(1) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.





ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN Nº: **I - 4363**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL :

TRANSPORTE FIRME (TF)

RECEPCION	DESPACHO	Cargo por m3/día \$/ m3 (1)	% gas retenido (2)
SALTA	Salta	1,431332	0,91
	Tucumán	3,025466	1,97
	Central	5,624218	3,37
	Litoral	7,338115	4,60
	Aldea Brasileira	7,864049	4,90
	GBA	8,693595	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	1,171827	0,69
	La Pampa Sur	2,929596	2,09
	Cuyana	3,688885	2,43
	Central (Sur)	3,749876	2,60
	Litoral	5,390435	3,83
	Aldea Brasileira	5,948006	4,20
	GBA	6,562262	4,86
	Entre Ríos	7,791037	4,86

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.



ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN Nº: **I - 4363**

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL :

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - SALTA

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de
20,985320 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comenzare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.

TARIFAS TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL :

INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED) - NEUQUEN

La tarifa del servicio de intercambio y desplazamiento (ED) será de
21,092937 por cada 1000 m3 por cada zona atravesada.

La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comenzare el servicio hasta la zona en la que terminare el servicio, incluyendo toda zona intermedia atravesada.



ANEXO II DE LA RESOLUCIÓN Nº: **I - 4363**
Retribución Mensual al Transportista - Excluido Inversión (*)

TRANSPORTADORA DE GAS DEL NORTE S.A.

VIGENTES A PARTIR DEL :

RECEPCIÓN	DESPACHO	Cargo por m3/día \$/ m3 (1)	% gas retenido (2)
SALTA	Salta	0,592323	0,91
	Tucumán	1,255726	1,97
	Central	2,329806	3,37
	Litoral	3,040594	4,60
	Aldea Brasileira	3,261728	4,90
	GBA	3,601327	5,20
NEUQUÉN	Neuquén	0,484933	0,69
	La Pampa Sur	1,212346	2,09
	Cuyana	1,532143	2,43
	Central (Sur)	1,555836	2,60
	Litoral	2,235034	3,83
	Aldea Brasileira	2,464066	4,20
	GBA	2,716790	4,86
	Entre Ríos	3,230137	4,86

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

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto.

(*) Expansión - Concurso Abierto 01/05

**ANEXO III****PLAN DE INVERSIONES**

El presente Anexo contiene un listado de obras, mejoras y relevamientos obligatorios ("Inversiones Obligatorias") para el quinquenio 2017-2021.

Las Inversiones Obligatorias se encuentran en los cuadros adjuntos al presente, 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.

1. Inversiones Obligatorias

Las Inversiones Obligatorias son las incluidas en los cuadros adjuntos al presente, y 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, deberá invertir la diferencia en obras y/o proyectos contemplados que cuenten con la aprobación previa de esta Autoridad Regulatoria, dentro del periodo quinquenal 2017-2021.



La Licenciataria deberá en todos los casos erogar la suma especificada como Inversiones 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.

La Licenciataria deberá presentar anualmente a la Autoridad Regulatoria un informe detallado de avance de su Plan de Inversiones. La Autoridad Regulatoria podrá aplicar las penalidades por incumplimiento, conforme lo previsto en las Reglas Básicas de la Licencia.

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

2. Inversiones No Contempladas en el Plan de Inversión

La Licenciataria también podrá proponer a la Autoridad Regulatoria, durante el quinquenio 2017-2021, la ejecución de obras y trabajos no contemplados en el Plan de Inversión, 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.

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.

3. Sustitución de Inversiones Obligatorias por Inversiones No Contempladas en el Plan de Inversión

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 no contempladas en el Plan de Inversiones, 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 los cuadros adjuntos al 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.



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.



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III
RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
1	Recoating en gasoductos	Recoating T10 alta densidad de corriente 12 km M+m 1303 a 1311 y 1241 a 1248	Recoating T10 alta densidad de corriente 12 km M+m 1303 a 1311 y 1241 a 1248 - Continuación	Recoating T8 por alta densidad de corriente 33 km M+m 922 a 958	Recoating por alta densidad de corriente 49 km	Recoating por alta densidad de corriente 55 km
		Recoating T20 por SCC 24 km M+m 187 a 212 (Descarga LUM)	Recoating T8 por alta densidad de corriente 33 km M+m 922 a 958	Recoating T20 por SCC 30 km (Descarga MIR)	----	----
		----	Recoating T20 por SCC 24 km M+m 187 a 212 (Descarga LUM) - Continuación	Recoating por alta densidad de corriente 7 km	----	----
2	Instalación de nuevas CPS	Nuevas CPS (1 u)	Nuevas CPS (1 u)	Nuevas CPS (1 u)	Nuevas CPS (1 u)	Nuevas CPS (1 u)
		Adecuación de CPS e instalaciones asociadas para monitoreo remoto (47 RTU nuevas + 20 adecuaciones de conexión)	Adecuación de CPS e instalaciones asociadas para monitoreo remoto (47 RTU nuevas + 21 adecuaciones de conexión)	Adecuación de CPS e instalaciones asociadas para monitoreo remoto (53 RTU nuevas)	Adecuación de CPS e instalaciones asociadas para monitoreo remoto (53 RTU nuevas)	Adecuación de CPS e instalaciones asociadas para monitoreo remoto (52 RTU nuevas)
3	Nuevos cruces dirigidos	----	----	Adecuación río Salí Medio (Gasoducto Troncal y Gasoducto 16")	Cruce por PHD del río Paraná	Cruce por PHD del río Paraná
		----	----	----	----	Cruce dirigido Barranca Yaco
4	Cambios de cañería por clase de trazado, factor de diseño y áreas sensibles en gasoductos	Cambio cañerías por clase de trazado en Coronel Cornejo T1 - 64+759 a 65+361 = 597 mts T16 - 64+767 a 65+360 = 589 mts	Cambio cañerías por clase de trazado en Coronel Cornejo (continuación) T1 - 64+759 a 65+361 = 597 mts T16 - 64+767 a 65+360 = 589 mts	Cambio de cañería por clase de trazado (50% - continuación) 468 mts + 468 mts + 468 mts + 461 mts + 461 mts	Cambio cañerías por factor de diseño (6420 mts)	OBRAS POR AREAS SENSIBLES (Vol equivalente 9200 mts)
		Cambio cañerías por clase de trazado en Gral. Ballivian T1 - 85+020 a 85+407 = 387 mts T16 - 85+023 a 85+407 = 402 mts	Cambio cañerías por clase de trazado en Gral. Ballivian (continuación) T1 - PK 85+020 a 85+407 = 387 mts T16 - Pk 85+023 a 85+407 = 402 mts	Cambio de cañería por clase de trazado (70% continuación) 490 mts + 493 mts	OBRAS POR AREAS SENSIBLES (Vol equivalente 3950 mts)	----
		Cambio cañerías por clase de trazado en Embarcación T1 - 127+328 a 127+553 = 225 mts T16 - 127+328 a 127+553 = 225 mts	Cambio de cañería por clase de trazado (50%) 468 mts + 468 mts + 468 mts + 461 mts + 461 mts	Cambio cañerías por clase de trazado (1224 mts)	----	----
		Cambio de cañería por clase de trazado Alderetes T5 - 578+797 a 579+165 = 631 mts	Cambio de cañería por clase de trazado (30%) 490 mts + 493 mts	OBRAS POR AREAS SENSIBLES (Vol equivalente 5370 mts)	----	----
		Cambio de cañería T6 y T18 PK 607 (654 m c/u - TOTAL: 1.308 m)	Cambio de cañería por clase de trazado (4604 mts)	----	----	----
5	Adecuación de cruces de gasoductos con rutas principales	Adecuación de cruce de RP323 M+m 615+544 (segunda etapa)	Adecuación de cruces de ruta (5 cruces)	Adecuación de cruces de ruta (5 cruces)	Adecuación de cruces de ruta (5 cruces)	Adecuación de cruces de ruta (5 cruces)
		Adecuación de cruce de RP12 T11 - M+m 1353+996 (segunda etapa)	Adecuación de cruce de ruta RP 347 M+m 556 + 513	----	----	----
		----	Adecuación de cruce de ruta RP 347 M+m 557 + 88	----	----	----



Ente Nacional Regulador del Gas

 ANEXO III
 RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES

I - 4363

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
6	Programa de adecuación de válvulas de gasoducto - Inversión	Adecuar derivación a Toledo. Agregar válvula reguladora desde gto Troncal	Reemplazo de actuadores Shaffer de válvulas de líneas DEA, REC, LUM	Reemplazo de actuadores Shaffer de válvulas de líneas LAV	Reemplazo de válvulas de línea por escurrimiento (1 por año)	Reemplazo de válvulas de línea por escurrimiento (1 por año)
		Reemplazo de actuadores Shaffer de válvulas de líneas CDN, PIC, TUC	Reemplazo de válvulas de línea por escurrimiento (1 por año)	Reemplazo de válvulas de línea por escurrimiento (1 por año)	Adecuación de distancia entre válvulas (2)	Adecuación de distancia entre válvulas (2)
		Telemetría p válvulas de línea B0067T y B0064P (L1000)	Adecuación de distancia entre válvulas (2)	Adecuación de distancia entre válvulas (2)	Adecuar derivación Regional Sur. Agregar válvula de derivación desde aguas abajo de VCO34	Adecuación de derivaciones sin válvula de retención
		Reemplazo de válvulas de línea por escurrimiento (1 por año)	Adecuación de derivaciones sin válvula de retención	Adecuar derivación a Río IV. Agregar una nueva válvula de 30" + una nueva válvula de derivación	-----	-----
7	Otras obras de Inversión sobre gasoducto	Software análisis de riesgo	Adecuación de Cañerías - PH Stock Seguridad	Adecuación de Cañerías - PH Stock Seguridad	Adecuación de Cañerías - PH Stock Seguridad	Adecuación de Cañerías - PH Stock Seguridad
		Adecuación de Cañerías - PH Stock Seguridad	Obras menores de gasoducto (Inv.)	Obras menores de gasoducto (Inv.)	Obras menores de gasoducto (Inv.)	Obras menores de gasoducto (Inv.)
		Obras menores de gasoducto (Inv.)	Odorización tramos 91 y 92	Odorización tramos 91 y 92	-----	-----
		-----	Cambio de cañería en Santo Tomé - Santa Fé (16") 2.200 m	-----	-----	-----
8	Overhauls de equipos principales en plantas compresoras (Incluye compra de repuestos)	OVH TC02 SOLAR T60 LMR	OVH TC01 SOLAR M100 BAL	OVH TC03 SOLAR M100 LMR	OVH TC01 SOLAR M100 CHA	OVH TC03 SOLAR T70 LCA
		OVH MC01 CLARK TLAD-8 TUC	OVH TC01 SOLAR M100 CHA	OVH TC01 SOLAR T60 PUE	OVH TC02 RUSTON COC	OVH TC03 RUSTON BEA
		OVH TC02 RUSTON LCA	OVH TC03 RUSTON JER	OVH TC03 SOLAR T60S PIC	OVH TC02 RUSTON BEA	OVH MULETO DRESSER
		OVH MC05 CLARK TLA-6 LAV	OVH TC01 RUSTON COC	OVH TC01 RUSTON LCA	OVH MC03 CLARK TLAD-8 MIR	OVH MC04 CLARK TLAD-8 TUC
		OVH MC08 CLARK TLA-6 LAV	OVH MC05 CLARK TLAD-8 TUC	OVH TC03 RUSTON COC	OVH MC06 CLARK TLAD-6 LUM	OVH MC02 CLARK TLA-6 LUM
		Reparación Rotura MMCC06 PC Lavalle	OVH MC06 CLARK TLAD-8 MIR	OVH MC04 CLARK TLAD-8 MIR	-----	-----
		OVH TC04 RUSTON JER	OVH MC05 CLARK TLA-6 LUM	-----	-----	-----
-----	OVH MC01 CLARK TLA-6 DEA	-----	-----	-----		
9	Normalización y actualización de plantas compresoras - Inversión	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia (etapa 1)	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia (etapa 2)	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia (etapa 3)	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia
		Adecuación de tableros de control Ruston por Obsolescencia TC01 y TC02 LCA	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia	Adecuación de tableros de control Ruston por Obsolescencia TC01 y TC02 LPZ	Adecuación de tableros de control Ruston por Obsolescencia TC01, TC02, TC03 COC	Reemplazo de Paneles de Control de Plantas (CMP-EI-IF-0053) FER
		Reemplazo de Paneles de Control de Plantas (CMP-EI-IF-0053) MIR	Adecuación de tableros de control Ruston por Obsolescencia TC01 y TC02 LCA y TC01 y TC02LPZ	Reemplazo de Paneles de Control de Plantas (CMP-EI-IF-0053) TUC	Reemplazo de Paneles de Control de Plantas (CMP-EI-IF-0053) LAV	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC MIR (Materiales y obra)
		Reemplazo de compresores de aire de arranque Plantas MMCC TLA6 DEA	Reemplazo de Paneles de Control de Plantas (CMP-EI-IF-0053) LUM	Reemplazo de compresores de aire de arranque Plantas MMCC TLA6 LAV	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC TUC (Materiales y obra)	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC DEA (Materiales y obra)
		Reemplazo de sistemas de detección de fuego, humo y mezcla explosiva PIC - BAL (CMP-EI-IF-0057)	Reemplazo de compresores de aire de arranque Plantas MMCC TLA6 LUM	Reemplazo de sistemas de detección de fuego, humo y mezcla explosiva CHA CMP-EI-IF-0057	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC DEA (Ingeniería)	-----

ANEXO III
RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES

I - 4363

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC TUC (Ingeniería)	Reemplazo de sistemas de detección de fuego, humo y mezcla explosiva LCA CMP-EI-IF-0057	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC FER (Materiales y obra)	----	----
		----	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC FER (Ingeniería)	Reemplazo, adecuación y reparación del circuito de agua de refrigeración de MMCC MIR (Ingeniería)	----	----
10	Otras obras de Inversión en plantas compresoras	Reemplazo de bancos de baterías en PC	Reemplazo de bancos de baterías en PC	Reemplazo de bancos de baterías en PC	Reemplazo de bancos de baterías en PC	Reemplazo de bancos de baterías en PC
		Renovación de equipos de control de calidad de gas (Cromatógrafo TUC y Analizadores de azufre JER)	Renovación de equipos de control de calidad de gas (Actualización cromatógrafo JER Norte)	Obras menores de PC (Inversión)	Obras menores de PC (Inversión)	Obras menores de PC (Inversión)
		Obras menores de PC (Inversión)	Obras menores de PC (Inversión)	----	----	----
11	Normalización y actualización en EMyR - Inversión	Reemplazo de computadores de flujo por Control Wave (30)	Reemplazo de computadores de flujo por Control Wave (30)	Reemplazo de computadores de flujo por Control Wave (30)	Reemplazo de computadores de flujo por Control Wave (25)	Adecuación de medición EMyR Las Parejas
			Adecuación de medición EMyR Córdoba Norte	Adecuación de medición EMyR Córdoba Norte	Adecuación de medición EMyR Las Parejas	
12	Otras obras de Inversión en EMyR	Instalación de medidores Armstrong, Escalante, Metán	Adecuaciones resultantes de avisos M5	Adecuaciones resultantes de avisos M5	Adecuaciones resultantes de avisos M5	Adecuaciones resultantes de avisos M5
		Incorporación al sistema Scada (4 EM&R)	Instalación de medidores Correa, San Marcos Sud, Graf. Roca	Incorporación al sistema Scada (4 EM&R)	Incorporación al sistema Scada (4 EM&R)	Incorporación al sistema Scada (4 EM&R)
		Separador de polvo y líquido Los Brachos 1 (parcial)	Incorporación al sistema Scada (4 EM&R)	Separador de polvo y líquido Los Brachos 2 y 3	Obras menores de EM&R (inversión)	Obras menores de EM&R (inversión)
		Obras menores de EM&R (inversión)	Separador de polvo y líquido Los Brachos 1	Obras menores de EM&R (inversión)	----	----
		----	Obras menores de EM&R (inversión)	----	----	----
13	Tecnología Operativa - Inversión	Estaciones Repetidoras en tramos finales (exTRANSENER)	Estaciones Repetidoras en tramos finales (exTRANSENER)	Reemplazo bancos de baterías en estaciones repetidoras de TGN.	Reemplazo bancos de baterías en repetidoras y UPS TI	Reemplazo bancos de baterías en estaciones repetidoras de TGN.
		Reemplazo bancos de baterías en repetidoras y UPS Laboratorio y TI.	Reemplazo bancos de baterías en estaciones repetidoras de TGN.	Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia.	Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia.	Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia.
		Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia - segunda etapa	Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia.	Compra y renovación de equipos auxiliares.	Compra y renovación de equipos auxiliares.	Compra y renovación de equipos auxiliares.
		Compra y renovación de equipos auxiliares.	Compra y renovación de equipos auxiliares.	Renovación equipamiento de UHF (datos SCADA).	Migración de sistema VHF a nueva tecnología	Migración de sistema VHF a nueva tecnología
		Renovación equipamiento de UHF (datos SCADA).	Renovación equipamiento de UHF (datos SCADA).	Reemplazo de rectificadores e inversores	Seguridad en red corporativa.	Seguridad en red corporativa.
		Reemplazo de rectificadores e inversores	Reemplazo de rectificadores e inversores	Renovación equipamiento de VHF.	Seguridad Informática en Plataforma TO	Seguridad Informática en Plataforma TO
		Renovación equipamiento de VHF.	Renovación equipamiento de VHF.	Seguridad en red corporativa.	Comunicaciones por GPRS	Comunicaciones por GPRS
		Seguridad en red corporativa.	Seguridad en red corporativa.	Seguridad Informática en Plataforma TO	Migración de equipos básicos de networking	Migración de equipos básicos de networking
		Migración del sistema SCADA Host	Migración del sistema SCADA Host	Implementación de la RED Operativa - SCADA	Migración de RTU de Housekeeping en estaciones repetidoras	Actualización software operativo (FTAC, Citrix, WEBSpace, Nagios)
		Seguridad Informática en Plataforma TO	Seguridad Informática en Plataforma TO	Comunicaciones por GPRS	Actualización software operativo (FTAC, Citrix, WEBSpace, Nagios)	Renovación equipos y sistema HMI de plantas



Ente Nacional Regulador del Gas

[Handwritten signature]

I - 4363

ANEXO III
RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES

N°	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
		Implementación de la RED Operativa - SCADA	Implementación de la RED Operativa - SCADA	Migración de RTU de Housekeeping en estaciones repetidoras	-----	-----
		Comunicaciones por GPRS	Comunicaciones por GPRS	Migración sistema de grabación de comunicaciones críticas.	-----	-----
		Migración de equipos básicos de networking	Actualización de infraestructura de borde	Renovación de Aire Acondicionado Pacheco	-----	-----
		Actualización de infraestructura de borde	Migración de RTU de Housekeeping en estaciones repetidoras	Renovación de Infraestructura TO	-----	-----
		Migración de Call Manager.	Reemplazo de UPS Crítica., Administrativa 1 y Pacheco 1	UPS Laboratorio	-----	-----
		Herramientas de supervisión de red	Integración de San Jerónimo 2 a plataforma HMI	-----	-----	-----
		Networking para red MPLS	Integración de System One a plataforma integrada TO	-----	-----	-----
		Instalación de UPS Pacheco 2	-----	-----	-----	-----
14	Tecnología informática - Hardware/ Software	Renovación de Servidores para DataCenter	Renovación de Servidores para DataCenter	Renovación de Servidores para DataCenter	Renovación de Servidores para DataCenter	Renovación de Servidores para DataCenter
		Actualización Storage	Actualización Storage	Actualización Storage	Actualización Storage	Actualización Storage
		Actualización backup	Actualización backup	Actualización backup	Tecnología Drone	Tecnología Drone
		Tecnología Drone	Tecnología Drone	Tecnología Drone	Compra de licencias de SAP	Renovación parque de PC's y Notebooks
		Compra de licencias SAP	Renovación parque de PC's y Notebooks	Renovación parque de PC's y Notebooks	Renovación parque de PC's y Notebooks	Herramientas de Seguridad Informática
		Renovación parque de PC's y Notebooks	Herramientas de Seguridad Informática	Herramientas de Seguridad Informática	Herramientas de Seguridad Informática	-----
		Herramientas de Seguridad Informática	-----	-----	-----	-----
15	Equipamiento e infraestructura Inversión	Adquisición vehículos livianos (27)	Adquisición vehículos livianos (27)	Adquisición vehículos livianos (27)	Adquisición vehículos livianos (27)	Adquisición vehículos livianos (27)
		Adquisición de herramientas Gerencias de Mantenimiento / Operaciones / Técnica	Adquisición vehículos pesados (4 Hidrogruas; 2 Retro; 3 Tractor; 1 Autoelevador)	Adquisición vehículos pesados (1 Hidrogrua; 3 Retro; 2 Tractor; 1 Motoniveladora; 1 Balde de Retro)	Adquisición vehículos pesados (2 Camiones; 1 Tractor; 1 Autoelevador; 2 Carretón)	Adquisición de herramientas Gerencias de Mantenimiento / Operaciones / Técnica
		-----	Adquisición de herramientas Gerencias de Mantenimiento / Operaciones / Técnica	Adquisición de herramientas Gerencias de Mantenimiento / Operaciones / Técnica	Adquisición de herramientas Gerencias de Mantenimiento / Operaciones / Técnica	Adecuaciones infraestructura edilicia
		-----	Adecuaciones infraestructura edilicia	Adecuaciones infraestructura edilicia	Adecuaciones infraestructura edilicia	-----
		Automatismos en Plantas Compresoras: MIR, LUM	Automatismos en Plantas Compresoras: LAV, DEA, FER	Automatismos en Plantas Compresoras: LAV, DEA, FER	Conexiones de EMyR a loops 30": Miraflores, Tucumán Norte, Loma Negra, Frías, Barrio Quilino, San Jerónimo Sur, Coronda, Córdoba Sur, Laguna Larga, Oncativo, Cabrera Hernando, Las Playas, Gral. Roca	Adquisición de un módulo de turbina Taurus T70 S



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III

RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES

I - 4363

Nº	Categoría	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5
16	OBRAS COMPLEMENTARIAS EXPANSIÓN FIDEICOMISO 2006-2015 - Inversión	Transferencia regulada TUC	Transferencia regulada TUC	Conexiones de EMyR a loops 30": Lamadrid, Catamarca- La Rioja, Calamuchita, Bell Ville, Marcos Juarez	---	---
		---	Conexiones de EMyR a loops 30": Totoral, Colonia Caroya, Río Segundo, Pilar, Pilar Arroyito	Cambio de internos M100	---	---
		---	Instalación de 4 Trampas de Scrapper: TSR Tramo 80 TSL Tramo 81 TSR Tramo 81 TSR Tramo 81 (Tramo de Exp 2005)	Instalación Trampa de Scrapper TSL Tramo 87 TSR Tramo 87	---	---



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III

RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES - PIO-2016 NO EJECUTADO

I - 4363

N°	Categoría	Proyectos no concluidos en PIO-2016	Ejecutado al 31/03/2017	No Ejecutado
1	Recoating en gasoductos	Recoating T9 alta densidad de corriente (13 km)	54%	46%
		Recoating T10 alta densidad de corriente (11,8 km)	60%	40%
4	Cambios de cañería por clase de trazado, factor de diseño y áreas sensibles en gasoductos	Cambio de cañería por clase de trazado en Pichanal Norte Pueblo	62%	38%
		Cambios de cañería por clase de trazado en Tartagal (N1T T1 y N1L T16: 1403 m)	12%	88%
		Cambios de cañería por clase de trazado en Recreo Mercantil San Pedro (T3, T42, T80 24" 946 m 30" 463 m)	36%	64%
		Cambio de cañería por clase de trazado Pichanal Norte T2, T17, T68 1238 m	26%	74%
		Cambios de cañería por CT en Pichanal Sur (1.207 m)	63%	37%
		Obras menores de gasoductos (Inversión)	50%	50%
5	Adecuación de cruces de gasoductos con rutas principales	Adecuación de cruce de RP323 M+m 615+544	0%	100%
		Adecuación de cruce de RP12 T 11 M+m 1353+995	0%	100%
		Adecuación de cruce de RN34 - T1 M+m 94+349	17%	83%
		Adecuación de cruce de RN34 - T1 M+m 59+672	0%	100%
		Adecuación de cruce de RN9 - T5 M+m 476+909	26%	74%
6	Programa de adecuación de válvulas de gasoducto - Inversión	Reemplazo de válvulas de alivio por válvulas de bloqueo con reposición automática: Córdoba Norte, Córdoba Sur, Tucumán Sur, Pichanal Continuación	5%	95%
		Adecuación de Cañerías para stock seguridad 2016	0%	100%
		Colectora de información técnica de campo y software asociado para integración con SAP (ARCGIS Server)	0%	100%
7	Otras obras de Inversión sobre gasoducto	Implementación tecnología Drone	14%	86%
		Overhauls Turbocompresores Ruston	50%	50%
8	Overhauls de equipos principales en plantas compresoras (Incluye compra de repuestos)	Overhauls Motocompresores Clark	65%	35%
		Reemplazo de sistemas de detección de fuego PC DEA (moto)	22%	78%
9	Normalización y actualización de plantas compresoras - Inversión	Adecuación de tableros de control Solar por Obsolescencia BEA - 2 TTGG Saturno, PIC (TC1) Reemplazo de VFD y PUE (TC3) reemplazo de Terminal Industrial	1%	99%



ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III
RTI – TGN - PLAN DE INVERSIONES - PIO-2016 NO EJECUTADO

N°	Categoría	Proyectos no concluidos en PIO-2016	Ejecutado al 31/03/2017	No Ejecutado
		Cambio de tableros de usina en Planta La Paz	16%	84%
		Adecuación de sistema de enfriamiento en TUC - 2° Etapa	77%	23%
11	Normalización y actualización en EMyR - Inversión	Instalaciones de telemetría en EM&R 2016	0%	100%
13	Tecnología Operativa - Inversión	Estaciones Repetidoras en tramos finales (exTRANSENER) 2016 Terrenos	62%	38%
		Reemplazo de Generadoras ORMAT por obsolescencia 2016	0%	100%
		Compra y renovación de equipos auxiliares 2016	86%	14%
		Renovación de enlaces Microondas (SUR) 2016	14%	86%
		Renovación de enlaces Microondas entre Pichanal y Campo Durán	10%	90%
14	Tecnología informática - Hardware/ Software	Video conferencia Lync 2° etapa	95%	5%
		Implementación System Center	0%	100%
		Nuevo Sistema de Gestión del Negocio (ABI)	95%	5%
		ABII - Ampliación 2016	0%	100%
		Soft.de Control y gestión de documentos con contratistas y proveedores	0%	100%
		Renovación de Servidores para DataCenter	57%	43%
		Reemplazo ISA Server (2x appliance)	67%	33%
		Implementación VMware Horizont	83%	17%
Tecnología Drone 2016	98%	2%		
15	Equipamiento e infraestructura - Inversión	Adquisición vehiculos 2016	2%	98%

I - 4363



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III RTI – TGN - OBRAS POR FACTOR K

GASODUCTO NORTE

Obra de Ampliación de la capacidad de transporte por 3 M sm³/d con recepción en Salta (Campo Durán) y entrega en Litoral (Desvío Arijón); se cumpliría en 3 etapas incrementales y sucesivas de 1 M sm³/d cada una, con habilitaciones estimadas en los inviernos de 2019, 2020 y 2021.

ETAPA	ΔQ	ΔQ_{Total}	$\Delta CañoNO$	$\Delta CañoAL-SF$	$\Delta CañoTotal$
	M sm ³ /d	M sm ³ /d	km	km	km
1	1	1	138,0	6,0	144,0
2	1	2	104,5	14,0	118,5
3	1	3	67,1	16,3	83,4
TOTAL			309,6	36,3	345,9

GASODUCTO CENTRO-OESTE

Obra de Ampliación de la capacidad de transporte por 8 M sm³/d con recepción en Neuquén (Loma de la Lata) y entrega en Litoral (Desvío Arijón); se cumpliría en 4 etapas incrementales y sucesivas de 2 M sm³/d cada una, con habilitaciones estimadas en los inviernos de 2019, las dos primeras, y 2020 y 2021, las dos últimas.

ETAPA	ΔQ	ΔQ_{Total}	$\Delta CañoC-O$	$\Delta PotenciaC-O$	$\Delta CañoAL-SF$	$\Delta CañoTotal$
	M sm ³ /d	M sm ³ /d	km	HP ISO	km	km
1	2	2	138,8	10.300 ¹	20,0	158,8
2	2	4	157,7	—	31,5	189,2
3	2	6	167,1	10.300 ²	—	167,1
4	2	8	140,0	10.300 ³	—	140,0
TOTAL			603,6	30.900	51,5	655,1

1 A instalarse en la Planta Compresora Beazley.

2 A instalarse en la Planta Compresora Chaján.

3 A instalarse en la Planta Compresora San Jerónimo.

Tal como lo destacó la Licenciataria en su Nota TGN-1057-2016-GECOM (ingresada como Actuación N° 39294/16 y adosada al Expediente N° 30049), ambos proyectos de expansión planteados son independientes y excluyentes, ya que ambos emplazan obra superpuesta en el Gasoducto Aldao-Santa Fe.

f



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III
RTI - TGN - PLAN DE INVERSIONES - PRESUPUESTO

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

(miles de \$)	2017	2018	2019	2020	2021
Terrenos	-	-	-	-	-
Line-Pack	-	-	-	-	-
Obras en Curso	-	-	-	-	-
Edificios y construcciones civiles	-	-	-	-	-
Instalaciones de edificios	-	-	-	-	-
Gasoductos	32.159	128.967	212.554	334.234	470.016
Ramales de alta presión	-	-	-	-	-
Conductos y redes de media y baja - Acero	-	-	-	-	-
Conductos y redes de media y baja - Polietileno	-	-	-	-	-
Conductos y redes de media y baja - H° F°	-	-	-	-	-
Plantas compresoras	120.727	167.097	173.603	123.951	171.173
Otras plantas industriales	-	-	-	-	-
Plantas de almacenamiento criogénico	-	-	-	-	-
Estaciones de regulación y/o medición	16.800	102.752	128.390	92.212	30.318
Instalaciones de medición de consumo	-	-	-	-	-
Otras instalaciones técnicas	17.756	17.853	17.596	17.596	17.294
Maquinas	-	19.209	19.209	19.209	-
Equipos	-	-	-	-	-
Herramientas	7.322	7.322	7.322	7.322	7.322
Sistemas informáticos	17.228	11.808	10.718	9.585	9.307
Equipos de telecomunicaciones	23.591	30.948	26.427	12.301	29.725
Sistema SCADA	19.738	19.102	6.683	464	464
Vehículos Livianos	6.443	21.804	15.475	16.695	16.695
Vehículos Pesados	-	-	-	-	-
Muebles y útiles	-	4.792	271	271	271
Overhauls	47.576	91.861	82.388	52.162	68.438
Recouting gasoductos	147.067	520.804	579.745	608.049	633.170

I - 4363



Ente Nacional Regulador del Gas

ANEXO III

RTI – TGN - OBRAS POR FACTOR K - PRESUPUESTO

GASODUCTO NORTE

Obra de Ampliación de la capacidad de transporte por 3 M sm³/d con recepción en Salta (Campo Durán) y entrega en Litoral (Desvío Arijón); se cumpliría en 3 etapas incrementales y sucesivas de 1 M sm³/d cada una, con habilitaciones estimadas en los inviernos de 2019, 2020 y 2021.

Δ Caño Total (Km)	PRESUPUESTO (miles de \$)
345,9	7.104.369

GASODUCTO CENTRO-OESTE

Obra de Ampliación de la capacidad de transporte por 8 M sm³/d con recepción en Neuquén (Loma de la Lata) y entrega en Litoral (Desvío Arijón); se cumpliría en 4 etapas incrementales y sucesivas de 2 M sm³/d cada una, con habilitaciones estimadas en los inviernos de 2019, las dos primeras, y 2020 y 2021, las dos últimas.

Δ Caño Total (Km)	Δ Potencia Total (HP)	PRESUPUESTO (miles de \$)
655,1	30.900	16.120.482

En su Nota TGN-1057-2016-GECOM (ingresada como Actuación N° 39294/16 y adosada al Expediente N° 30049), TGN declara que el costo de las expansiones propuestas se estimó tomando como base el costo standard de construcción que surge del informe elaborado por el Estudio Villares y Asociados en el marco de la Auditoría Técnica y Económica de los Bienes Necesarios para la Prestación del Servicio Público de Transporte de Gas.

I - 4363



I - 4363

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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.



I - 4363

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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.



I - 4363

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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



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



I - 4 3 6 3

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Archivo de Remisión Mensual:

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

EEEE_I_PIO-PRM_AAAA-MM_AAAAMMDD.XLSX

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

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.XLSX

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.XLSX



El archivo PRM contiene las siguientes solapas:

PP: Plan de Proyectos intervinientes en el Plan de Inversiones Obligatorias

PR: Pagos Realizados en el Mes declarado

IP: Imputación del Instrumento de Pago

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

Ejemplos:

1000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170503.RAR

2000x_0_PIO-PRM_2017-04_20170607.RAR

ESTRUCTURA DE DATOS (Solapas)

Estructura de la solapa PP (Plan de Proyectos)

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

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



I - 4 3 6 3

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

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

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

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



Estructura de la solapa PR (Pagos Realizados)

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



- (1) 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.



I - 4 3 6 3

Ente Nacional Regulador del Gas

2017 - AÑO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Estructura de la solapa IP (Imputación del Pago)

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

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

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



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.

Handwritten signatures and initials on the left margin.



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_PPPPPPPPPPPPPPPPPPPPPPP_SSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSSS

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).





I - 4 3 6 3

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)).



- **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 - 4363

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^{do} escalón: aplicación del 40% del incremento tarifario determinado en la RTI.
 $\Delta\%$ 3^{er} 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.