

SESIONES ORDINARIAS

2009

ORDEN DEL DIA N° 2112

COMISION BICAMERAL DE SEGUIMIENTO
DE LAS FACULTADES DELEGADAS
AL PODER EJECUTIVO NACIONAL - LEY 25.561

Impreso el día 26 de octubre de 2009

Término del artículo 113: 4 de noviembre de 2009

SUMARIO: **Acuerdo** alcanzado entre el Poder Ejecutivo y Distribuidora de Gas NEA Mesopotámica S. A. - GASNEA S. A. para adecuar el contrato de licencia que fuera aprobado por decreto 558 del 19 de junio de 1997. Aprobación. (417-O.V.-2009.)

I. Dictamen de mayoría.

II. Dictamen de minoría.

I

Dictamen de mayoría

Honorable Congreso:

La Comisión Bicameral de Seguimiento de las Facultades Delegadas al Poder Ejecutivo nacional (Ley 25.561) ha considerado el expediente 417-O.V.-09, a través del cual tramita la propuesta de acuerdo en el marco de la renegociación del contrato de licencia entre el Estado nacional y Distribuidora de Gas NEA Mesopotámica Sociedad Anónima - GASNEA S. A. –empresa con contrato de licencia de distribución de gas natural por redes–; y, por las razones que se expresan en el informe que se acompaña y las que dará el miembro informante, se aconseja la aprobación del siguiente

Proyecto de resolución

El Senado y la Cámara de Diputados de la Nación

RESUELVEN:

1. Aprobación

Aprobar la propuesta del acuerdo alcanzado entre el Poder Ejecutivo nacional y distribuidora de gas NEA Mesopotámica S. A. - GASNEA S. A., para adecuar el contrato de licencia que fuera aprobado por decreto 558 del 19 de junio de 1997.

2. Alcances

El acuerdo comprende la renegociación integral del contrato de licencia concluyendo así el proceso de re-

negociación desarrollado conforme a lo dispuesto en las leyes números 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y 26.456, decreto 311/03. Se tiene por aprobada la integralidad de las condiciones contenidas en el acta acuerdo, dejando a salvo la responsabilidad que atañe al Poder Ejecutivo nacional de efectuar aquellos ajustes en la redacción del texto, siempre que resulten indispensables para garantizar la adecuación legal de la renegociación del contrato, manteniendo el sentido, el contexto y la armonía de los términos aprobados en el marco de las recomendaciones y observaciones formuladas en el siguiente punto.

3. Recomendaciones

Recomendar al Poder Ejecutivo que proceda a instrumentar y ratificar el acta acuerdo que es aprobada por la presente resolución formulando las siguientes observaciones:

a) Que es necesario que el acta acuerdo contemple expresamente el desistimiento de la concesionaria y la totalidad de los accionistas identificados, en forma íntegra incondicionada a sus reclamos de naturaleza judicial o extrajudicial, planteados en el país o en el exterior, cuyo objeto sea la aplicación de cláusulas indexatorias no autorizadas legalmente en la República Argentina y de los efectos de la emergencia oportunamente declarada por ley 25.561. Asimismo el acuerdo deberá contener la total indemnidad al Estado y los usuarios por hechos de los accionistas, todo ello como condición previa a la firma del decreto.

b) Que la aplicación de ajuste por impacto de variables externas admitidas en el acta acuerdo deberá guardar estricta relación de largo plazo con las variaciones producidas en la estructura de costos de explotación y de inversión de la compañía. Asimismo, resulta inadmisibles la incorporación al índice de monitoreo de costos –MMC– de variables de impacto directo, como el tipo de cambio, en las estructuras de costos de explotación o inversiones.

c) Que resulta inadmisibles que el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) sea de aplicación retroactiva al inicio del semestre o a solicitud extraordinaria del concesionario.

d) Que correspondería limitar la definición de la tarifa de distribución al cálculo del valor agregado de distribución, sin incorporar precio y transporte al punto de ingreso al sistema de distribución, ya que la diferenciación permite la correcta asignación de costos y permite el análisis de parámetros y variables que garanticen la sustentabilidad de los sistemas involucrados, la protección al usuario y las condiciones de prestación del servicio.

e) Que es necesario que en la oportunidad de la RTI se sienten criterios de separación y evaluación de las actividades reguladas y no reguladas; el control adecuado de los pasivos estableciendo un nivel de endeudamiento aceptable y la supervisión temporal de los parámetros de rentabilidad de la empresa y la necesidad de auditar la base de capital manteniendo el principio de intangibilidad en el valor de los activos concesionados, esto significa la necesidad de que el concesionario debe invertir por la diferencia entre el valor auditado del activo concesionado y las depreciaciones programadas hasta la finalización del plazo de la concesión a efectos de preservar el patrimonio del Estado.

f) Que resulta inadmisibles que se consideren inversiones la renovación de rodados, muebles y útiles, maquinaria y el mantenimiento regular de los sistemas.

g) Que es necesario salvar el error material de la cláusula 18.1.6 de la propuesta de acuerdo –fojas 2347–, y corregir, donde dice “decimocuarto” debe decir “cuarto”, tal como lo manifiesta el dictamen del procurador del Tesoro de la Nación, a fojas 2322, punto 3° del expediente original.

4. Comuníquese, juntamente con sus fundamentos, al Poder Ejecutivo nacional, a la Auditoría General de la Nación y a la Sindicatura General de la Nación.

Sala de la comisión, 20 de octubre de 2009.

*Roberto F. Ríos. – Gustavo A. Marconato. –
Beatriz L. Rojks de Alperovich. – Liliana
B. Fellner. – Luis F. J. Cigogna. – Miguel
A. Pichetto.*

INFORME

Honorable Cámara:

Introducción

En el marco de la eclosión social y de la crisis institucional, política, económica, financiera, social y productiva que afectó al país en el mes de diciembre de 2001 y que desembocó en la renuncia del presidente de la Nación doctor Fernando de la Rúa, este Honorable Congreso sancionó la ley 25.561, declarando la emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. Por dicha ley de emergencia se delegaron al Poder Ejecutivo nacional las facultades para dictar las medidas orientadas a superar la crisis.

Dentro de la emergencia declarada se dispuso pesificar y desindexar los contratos de servicios públicos, encomendando al Poder Ejecutivo nacional la renegociación de los contratos puestos en crisis. La ley 25.561 fue luego ratificada y complementada por las leyes 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y por último la ley 26.456.

Por su parte, el Poder Ejecutivo nacional, a efectos de llevar a cabo el proceso de renegociación de los contratos, dictó diversas normas reglamentarias y complementarias, en una primera etapa a través de los decretos 293/02 y 370/02, y luego por el decreto 311/03 y la resolución conjunta 188/03 y 44/03 de los ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, respectivamente.

A través del decreto 311/03 el Poder Ejecutivo nacional dispuso que la renegociación estuviera a cargo de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos en el ámbito de los ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios.

Integran la UNIREN un comité sectorial integrado por los secretarios de Estado con competencia específica en los sectores vinculados a los servicios públicos y/o contratos de obra pública sujetos a renegociación, y por el secretario ejecutivo de dicha unidad.

A través de las normas dictadas posteriormente y en último término por la ley 26.456 el proceso de renegociación ha sido extendido hasta el 31 de diciembre de 2009.

En lo que se refiere al rol de este Honorable Congreso en esta cuestión, al sancionarse la ley 25.561 y a efectos del contralor de los actos que llevar a cabo el Poder Ejecutivo nacional en uso de las facultades delegadas, se estableció a través del artículo 20 de dicha norma crear esta Comisión Bicameral de Seguimiento, asignándole el rol de controlar, verificar y dictaminar sobre lo actuado por el Poder Ejecutivo nacional en relación con la norma de emergencia, fijándose que sus dictámenes serían puestos en consideración de ambas Cámaras.

Al sancionarse la ley 25.790, por su artículo 4° se dispuso que el Poder Ejecutivo nacional debe remitir las propuestas de los acuerdos de renegociación al Honorable Congreso, otorgándole intervención a esta Comisión Bicameral de Seguimiento. Asimismo dicha norma estableció que el Honorable Congreso debería expedirse dentro del plazo de sesenta días corridos de recepcionada la propuesta.

II. Antecedentes de la renegociación con la empresa de distribución de gas natural por redes Distribuidora GASNEA Sociedad Anónima

2.1. Del contrato de licencia

La empresa de distribución de gas natural por redes Distribuidora Gas NEA Mesopotámica Sociedad Anónima –DGNEA S. A.–, también llamada GASNEA S.A., es titular de una licencia que le fue otorgada por

el [gobierno](#) argentino, conforme al contrato otorgado mediante decreto del Poder Ejecutivo nacional 558 de fecha 19 de [junio](#) de 1997.

La licencia faculta a la sociedad licenciataria a operar, con exclusividad, como distribuidora prestando el servicio público de distribución de gas natural por redes en parte del territorio de las provincias de Formosa, Chaco, Entre Ríos, Corrientes y Misiones, República [Argentina](#).

A diferencia de las restantes distribuidoras federales, la licenciataria no recibió activos del [Estado](#) nacional, desarrollando el servicio de distribución de gas por redes en 40 localidades de Entre Ríos, y gas licuado de petróleo –GLP– por redes en Formosa. Hoy atiende a 60.000 usuarios, y comercializa un volumen de 215.000.000 m³ anuales, atendidos por [2.884](#) km de cañerías, 42 plantas de regulación de presión primaria y 37 secundarias.

La empresa es operada y controlada por capitales nacionales. El accionista mayoritario recibió de Gaz de France, empresa estatal francesa, que detentaba tanto la operación técnica como la tenencia de acciones, hasta [2001](#) cuando se presentó en convocatoria de acreedores.

Respecto del contrato de licencia, ya en [2001](#), con anterioridad a la sanción de la [ley](#) 25.561, el Enargas había establecido incumplimientos respecto del plan de inversiones aprobado en el contrato de licencia para el segundo, tercero y cuarto año, a la que se le aplicó la multa y ejecutó las garantías contractuales. Ese hecho motivó una medida judicial puesto que la licenciataria había solicitado la readecuación contractual. Recién en [2005](#), la [autoridad](#) energética nacional resolvió la continuación y readecuación del contrato de licencia, ya que en ese entonces los nuevos tenedores del paquete accionario mayoritario aceptaron la renegociación, dando lugar a la carta de entendimiento suscrita el 30 de [septiembre](#) de [2008](#).

2.2. Carta de entendimiento

La carta de entendimiento constituye el primer documento que el Poder Ejecutivo nacional redacta, como resultado del proceso administrativo de evaluación a partir del informe de cumplimiento de contrato, el contrato de licencia, las condiciones económicas, sociales y demás sometidas a revisión por la emergencia declarada.

Considerando especialmente los parámetros que el artículo 9° de la ley manda considerar, a los efectos de la renegociación de las cláusulas contractuales, y sobre los cuales se asentará el acuerdo.

En dicho documento se establecieron los elementos básicos que luego definen el alcance del acta acuerdo:

- Renegociación integral del contrato de concesión.
- Definición de un régimen tarifario de transición: dicho régimen incluye un incremento de la remuneración

de la actividad con el objeto de disminuir la incertidumbre debido al comportamiento de los precios relevantes para el costo del servicio, en especial los salarios y demás costos de operación y mantenimiento.

–Determinación de las pautas básicas para la realización de una revisión tarifaria integral (RTI) que entrará en vigencia a partir del proceso que debe efectuarse una vez entrado en vigencia el acta acuerdo, retomando las normas contractuales y regulatorias establecidas.

–La entrada en vigencia del acta acuerdo de renegociación integral, las instancias y actividades a ejecutar durante el período de transición contractual y el establecimiento de las condiciones que regirán el contrato con posterioridad a la entrada en vigencia de la revisión tarifaria integral.

–La suspensión y luego el desistimiento del derecho y de las acciones planteadas por parte de los accionistas, por perjuicios, en cualquier ámbito, debido a hechos o medidas vinculadas, directa e indirectamente, con la emergencia y otras medidas colaterales.

2.3. Audiencia pública

Por resolución conjunta 596/2008 y 1.250/2008 del Ministerio de Economía y Producción y del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, se convocó a audiencia pública realizada en el Hotel Internacional de Turismo, calle San Martín 769 de la ciudad de Formosa, [provincia](#) de Formosa, el día 17 de [diciembre](#) de [2008](#), a fin de poner a consideración de la ciudadanía la carta de entendimiento formulada por la UNIREN en base a los antecedentes y a la información entregada voluntariamente por la licenciataria y suscrita por las partes en [septiembre](#) de [2008](#).

Corresponde al respecto encuadrar el proceso de renegociación dentro del marco administrativo, y, por tal, los actos que puedan contener un vicio y se sanean por la acción expresa del administrado, sin que mediare impugnación, por el principio de legalidad, deben ser considerados válidos, no correspondiendo a esta [comisión](#) dictaminar ni entender dentro del proceso administrativo, sino solamente dentro del alcance del artículo 20 de la ley 25.561 y del artículo 4°, ley 25.792.

No podemos en ese sentido dejar de mencionar el *imperium* de la [administración](#) en cuanto a ejercer las facultades administrativas relacionadas con los contratos de licencia o concesión de servicios públicos y las tarifas y en cuanto a alterar las condiciones contractuales por razones de oportunidad, mérito y conveniencia, siempre que se haga en resguardo del interés público, en este caso representado en la protección de los derechos de los usuarios del servicio. En el caso que nos ocupa, en principio la facultad tarifaria propia del Poder Ejecutivo nacional, establecida en el artículo 99, inciso 1, de la Constitución [Nacional](#). El alcance de la intervención de esta honorable [Comisión](#) Bicameral se limita al análisis de las pautas establecidas en el artículo 9° de la ley 25.561.

2.4. Acta acuerdo

Sobre la base de la carta de entendimiento y la evaluación del resultado de la audiencia pública, del cual surgieron las modificaciones, las autoridades de la UNIREN resolvieron impulsar como decisión negociar el acuerdo que se propuso a la empresa. Aceptado por la empresa los términos y condiciones del acta acuerdo, el mismo fue girado a la intervención de esta comisión.

Dicha acta acuerdo contiene:

Plazo del acuerdo

Abarca el período contractual que va desde el 6 de enero de 2002 hasta la finalización del contrato de licencia.

Tipo y carácter del acuerdo

El acta acuerdo tiene el carácter de acuerdo de renegociación integral. Ello implica que comprende todas las cuestiones involucradas en la adecuación del contrato, de manera que con las previsiones adoptadas en el mismo, dicho contrato quedará regularizado una vez que se cumplan todos los actos y plazos comprometidos.

Régimen tarifario de transición

El régimen tarifario de transición consiste en:

–Un aumento sobre la tarifa media actual de la licenciataria del 27 % en la tarifa media de la licenciataria.

–La actualización del cuadro tarifario mediante un mecanismo no automático, que dispara un proceso de revisión de costos a cargo del órgano de control, a través del mecanismo de monitoreo de costos –MMC–.

–Esquema de inversiones definidas con auditoría por parte del órgano de control.

–La realización de una revisión tarifaria integral.

Régimen de calidad de prestación del servicio

Durante el período de transición, el concesionario prestará el servicio público en el nivel de calidad y seguridad establecido en el contrato con la incorporación de la normativa introducida por la autoridad pública.

Proyección económico-financiera

Las proyecciones para el año 2008-9, constituyen el reflejo desde la perspectiva económica del escenario operativo de la empresa tomado en consideración para acceder al acuerdo. Por ello, el Estado controlará su cumplimiento mientras dure el mismo.

Plan de inversiones

La licenciataria está obligada a ejecutar entre 2008-9, debiendo finalizarlo a fin del invierno 2009, un plan de inversiones comprometido con el objeto de satisfacer el crecimiento del mercado, la reposición de las instalaciones, la calidad de servicio, la seguridad, las exigencias ambientales y la eficiencia operativa de la empresa, el que será controlado y monitoreado periódicamente por el órgano de control.

Obligaciones particulares durante el período de transición

Esta condición tiende a proteger la eficacia del acuerdo, durante el período de transición, de dos factores que pueden afectar su validez y cumplimiento.

El primero está relacionado con la metodología empleada para definir los costos reconocidos o costos ajustados. De manera que cualquier nuevo elemento de costo, no contemplado en la proyección original, que surja luego de establecido el acuerdo, pueda ser considerado en una instancia de análisis que determine la procedencia de su reconocimiento, y la eventual magnitud de su traslado a la remuneración reconocida. El segundo factor relevante tomado en cuenta es la posibilidad de evaluar el eventual impacto de cambios en el régimen regulatorio vigente, u otras normas vinculadas.

Asimismo, durante el período de transición está limitada la cesión del paquete mayoritario de acciones sin la previa aceptación del organismo de contralor y solo podrán hacerse efectivos dividendos previo cumplimiento de las obras comprometidas en el plan de inversión.

Revisión tarifaria integral y pautas para su realización

La estabilización del contrato finaliza con la realización de la revisión tarifaria, según las disposiciones establecidas en la ley 24.076 y normas vinculadas, cuyo inicio está previsto en la carta de entendimiento para febrero de 2009, y cuyo resultado estará vigente a partir del marzo de 2009, estableciéndose etapas para su entrada en vigencia, de resultar un impacto considerable en la tarifa definitiva.

Entre las pautas se encuentran la determinación de la tarifa social, la incorporación de redes a frentistas sin servicio, entre otras.

Reclamos fundados en medidas de la emergencia: suspensión y desistimiento de acciones legales

En una primera etapa, y para que entre en vigencia el acuerdo, el Estado nacional, la licenciataria y sus accionistas mayoritarios suspenderán el trámite de todas los reclamos por hechos derivados de la emergencia y por aplicación de cláusulas indexatorias por índices foráneos (PPI), comprometiéndose a no iniciar nuevos. En una etapa posterior, cuando se ha verificado la entrada en vigencia de la RTI, las mismas renunciarán definitivamente a los reclamos judiciales o extrajudiciales y por ende al cobro de las sumas involucradas en los mismos.

III. Dictamen

3.1. Consideraciones

Respecto al proceso

Con relación al proceso de renegociación cumplido a la fecha se efectúan las siguientes consideraciones:

En el marco establecido por las leyes 25.561 y 25.790, la renegociación contractual es el entendi-

miento alcanzado entre el licenciante y licenciario dirigido a superar la situación de emergencia y que habrá de regir el contrato hasta concluir su vigencia, renegociación que debe atender los criterios establecidos en el artículo 9° de la ley 25.561 y adecuarse a las previsiones de la ley 25.790.

Los procedimientos llevados a cabo se han ajustado a lo dispuesto por las leyes 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y 26.456; y a las normas reglamentarias dictadas para el proceso, el decreto 311/03 y la resolución conjunta 188/03 y 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, así como también al decreto del Poder Ejecutivo nacional 1.172/03.

La UNIREN, como órgano a cargo de la renegociación, ha puesto a disposición de esta **comisión**, todos los antecedentes administrativos a través de los cuales se sustanciaron los distintos actos que condujeron a la propuesta de renegociación que se somete a consideración de esta **comisión**.

Culminados los estudios y análisis contractuales, y, sin llegar a un acuerdo la UNIREN elaboró una carta de entendimiento que fue sometida a audiencia pública, con el objeto de garantizar la participación ciudadana.

En la audiencia se pusieron a consideración diversas opiniones, las cuales fueron calibradas en función de merituar las modificaciones que se estimaron convenientes respecto al entendimiento preliminarmente puesto a consideración, tal como consta en el informe de evaluación de la audiencia elaborado y elevado por la UNIREN.

En esas evaluaciones se han sustentado las posturas que definieron la propuesta del acuerdo. Dicha propuesta, adoptada por las autoridades de la UNIREN para resolver la negociación, ha sido aceptada por la empresa licenciataria, estableciéndose así el consenso sobre el acta acuerdo de renegociación contractual.

Dicha propuesta de acta acuerdo fue remitida a esta **comisión** conforme a las previsiones generales del artículo 20 de la ley 25.561 y, particularmente, al requerimiento dispuesto en el artículo 4° de la ley 25.790.

Sobre las condiciones contenidas en el acuerdo

El acuerdo contempla los intereses en juego de las partes involucradas en el respectivo contrato de licencia: **Estado**, usuarios y licenciataria.

Con relación al **Estado** en particular, se tomó en cuenta su responsabilidad final en cuanto a la prestación del servicio público proporcionando una remuneración al distribuidor de gas natural que retribuye los costos necesarios para la prestación del servicio público que presta, en condiciones de confiabilidad y seguridad. También los intereses de los usuarios se han contemplado estableciendo mejoras en los sistemas de control de las concesiones por parte del **Estado**, de

manera de asegurar una prestación eficiente y a costo eficiente de largo plazo.

Asimismo se contempló expresamente la expansión de los sistemas y la inclusión de un régimen de tarifa social, cuyo recogimiento expreso por el licenciario permite la atención a los sectores más vulnerables de usuarios.

Con relación a la empresa licenciataria, el nivel de remuneración otorgado le permite atender todas las obligaciones contraídas en el acuerdo y el contrato, incluyendo el mantenimiento del régimen de calidad de servicio y un plan de inversiones determinado y auditable. También la remuneración establecida le permite al licenciario, si cumple con sus obligaciones eficientemente, contar con recursos para enfrentar el costo del capital propio y de terceros.

Es dable señalar que frente a variaciones de la estructura de precios relativos con posterioridad a la salida de la convertibilidad, el precio de la divisa, es decir el tipo de cambio, experimentó un incremento del 280 %, el precio de los bienes a través del índice de precios minoristas supera en forma acumulativa el 200 % hasta el presente, mientras que el índice de precios mayoristas supera el 280 % hasta el presente. Paralelamente, el precio del dinero está fijado por la tasa de interés que, si bien ha tenido una fuerte reducción, la misma depende de la normalización del sistema financiero, de su recuperación y, de la confianza en el mismo con posterioridad a la crisis. Por último, solamente el precio de los servicios en el marco del ajuste del valor agregado de distribución no ha tenido ningún tipo de actualización.

La negociación se dio en el marco de un proceso complejo que significa la posibilidad cierta de avanzar en un sendero de inversiones, calidad de servicio y protección del ingreso de los consumidores.

Decisión propuesta

Se considera que el proceso de renegociación cumplido por la UNIREN, conforme a lo ordenado por el Poder Ejecutivo nacional, ha contemplado: a) lo dispuesto por los artículos 8°, 9° y 10 de la ley 25.561; b) las estipulaciones contenidas en el contrato de licencia; c) los antecedentes y proyecciones del servicio de la concesión conforme a los informes y análisis acumulados en las actuaciones la realidad económica y social de nuestro país.

Dicho proceso condujo a la necesidad y conveniencia de adecuar las condiciones del contrato de licencia en función de preservar la accesibilidad, continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios, y establecer que propendan al equilibrio contractual entre el otorgante y licenciario.

Se considera que los términos y condiciones contenidos en la propuesta del acta acuerdo sometida al juicio de esta **comisión** refleja un adecuado balance de los distintos intereses involucrados, considera a los usuarios actuales y futuros, y atiende la perspectiva del **Estado** nacional, como poder concedente, en cuyo

carácter resulta ser el garante de la prestación eficiente y accesible de los servicios públicos.

La aprobación del acuerdo resulta conveniente porque permite regularizar la situación de conflictividad actual del contrato de licencia que pone en riesgo la prestación de un servicio público que tiene una alta sensibilidad social y económica.

Además, el avance en el proceso de renegociación es una señal importante a la sociedad, al resto de las empresas prestadoras y a otros actores relevantes de la actividad energética, en cuanto a la firmeza de la decisión del **gobierno** de superar los efectos de la salida de la convertibilidad y de la emergencia, e ingresar en una nueva etapa en la prestación de los servicios públicos.

Asimismo cabe señalar que el acta acuerdo debe contemplar salvaguardas y garantías frente a las acciones administrativas, judiciales o arbitrales y sus consecuencias que pudieran afectar al servicio prestado, a los usuarios o al concedente.

Cabe merituar en ese sentido que el acuerdo extiende la responsabilidad de parte del paquete accionario a garantizar a la concedente (**Estado** nacional) y los usuarios por los actos, acciones y reclamos que la accionista minoritaria mantiene y no declinó, respecto de la concedente. En este aspecto, señalamos la necesidad de extender la indemnidad total al **Estado** y los usuarios a los reclamos realizados con posterioridad a la sanción de la ley de emergencia pública por actos de la administración anterior (concretamente por dejar sin efecto cláusulas de indexación automáticas relacionadas con la aplicación del PPI de los Estados Unidos de Norteamérica, a las tarifas de la distribuidora), siendo que existían normas superiores al contrato que prohibían expresamente las cláusulas indexatorias.

Cumplimiento de los extremos del artículo 9º, ley 25.561

3.2.1. El impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos

El aumento finalmente determinado para el caso de la licenciataria produce, a los usuarios, un impacto mínimo en su tarifa de consumo eléctrico, y a su vez ello garantiza la continuidad de la prestación de los servicios de la red en condiciones de calidad y confiabilidad y del modo más eficiente. En esos valores de aumento es un impacto relativo en la tarifa media final, que se le aplica a todo consumidor pero que permite gestionar la conexión entre la oferta y la demanda de modo sostenible, garantizando la provisión del fluido en condiciones de cantidad y calidad suficiente como la operatividad de las condiciones.

A su vez la prestación eficiente del servicio garantiza la disposición para los emprendimientos productivos, y consecuentemente, la competitividad de la economía en el largo plazo. Considerando que el área de concesión es extensa, con media densidad poblacional, y que parte

de los usuarios dentro del área de concesión goza de los beneficios otorgados por ley nacional 25.561 y su reglamentación, la tarifa final (incluido el precio del gas) resulta sumamente competitiva para los usuarios beneficiados y para la competitividad de esas zonas.

La inclusión de la posibilidad de la prestación de los servicios básicos en esas áreas licenciadas hacen que en la propuesta *sub examine* es reconocida por la prestataria, con el valor social que la accesibilidad y la universalidad significan en la prestación de un servicio público, calificado como monopolio natural, resulten un mecanismo de redistribución de ingresos con elevado beneficio social, al variar transitoriamente la aplicación según tipo tarifario.

Respecto de la competitividad de la economía, es innegable que transparentar los costos de los servicios públicos tras prácticamente ocho años de congelamiento, lleva a los usuarios a generar los mecanismos de eficiencia que se requiere en toda gestión de demanda, y hacer uso eficiente de la energía suministrada, con el beneficio indirecto que esto trae a la competitividad de la economía. En cuanto a la disponibilidad y precio de los productos y a la eficiencia en el uso de las redes de distribución.

3.2.2. La inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente

Los contratos originales de distribución de gas natural por redes no tenían previsto la obligación de la licenciataria de expandir las mismas. De allí que la calidad de los servicios de las redes existentes, y, por lo tanto, la gestión de operación y mantenimiento de las mismas, resulta central dentro de las obligaciones de la licencia, ya que la calidad del servicio, en definitiva está ligada a la capacidad de mantenimiento y operación.

La propuesta de acuerdo elevada a consideración incorpora un cronograma específico de inversiones, que aunque se trate de gestión de mantenimiento de redes o de adquisición de bienes que hacen a la prestación del servicio, es un adelanto en cuanto establece ciertamente cuándo y en qué condiciones deben realizarse los mantenimientos, imponiendo obligaciones específicas en cantidad y tiempo, cuando anteriormente eran genéricas. Estos planes llevarán inexorablemente a la mejora de la calidad del servicio.

3.2.3. El interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios

La propuesta elevada a consideración resguarda el interés de los usuarios en dos aspectos fundamentales:

a) Garantizar la continuidad de los servicios en condiciones de calidad y confiabilidad de suministro; *y, b)* Establecer pautas estrictas de seguimiento en beneficio de los usuarios como ser, el inventario y valuación de los bienes, criterios de información de la evolución de aspectos operativos y de bienes de la licenciataria, la

verificación de las inversiones y la estructura de ingresos de la empresa, entre otros.

3.2.4. La seguridad de los sistemas comprendidos

La seguridad de los sistemas de distribución de gas natural está directamente vinculada a las condiciones de mantenimiento y operación de las redes.

Sobre el particular se ha expresado en el punto 2) la importancia de velar por la calidad del suministro en condiciones sustentables, lo que hace a la necesidad de prever un mecanismo de expansión de las redes, en este caso previsto mediante un mecanismo de un cargo a la demanda no contemplado expresamente en la licencia original, donde tampoco estaba contemplada la obligación expresa de la licenciataria de expandir los sistemas, por lo que se entiende que, a partir del acuerdo, surge como contraprestación la obligación de la prestataria de expandir las redes.

Asimismo, cabe señalar que las pautas consideradas para la RTI, como el seguimiento de los bienes esenciales, hacen en definitiva al monitoreo de los mismos, lo que en el largo plazo permite mejoras de seguridad y confiabilidad en la prestación de los servicios y de los sistemas comprometidos.

3.2.5. La rentabilidad de las empresas

Respecto de la misma, los flujos de caja proyectados, aun cuando existen diferencias numéricas, dan cuenta de que las proyecciones económico-financieras logran el equilibrio y la recomposición de esta actividad regulada.

Por todo lo antes expuesto, habiendo dado cumplimiento a la intervención prevista en el artículo 20 de la ley 25.561 y en el artículo 4° de la ley 25.790, y por evaluación de la Comisión Bicameral de Seguimiento de las Facultades Delegadas al Poder Ejecutivo Nacional, se aconseja la aprobación del presente dictamen.

*Roberto F. Ríos. – Gustavo A. Marconato. –
Beatriz L. Rojkés de Alperovich. – Liliana
B. Fellner. – Luis F. J. Cigogna. – Miguel
A. Pichetto.*

II

Dictamen de minoría

Honorable Cámara:

La Comisión Bicameral de Seguimiento de las Facultades Delegadas al Poder Ejecutivo Nacional (Ley 25.561) ha considerado la nota de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (expediente HCD 417-O.V.-09) por medio de la cual se remite a consideración y dictamen de esta comisión una copia de la propuesta de acuerdo de renegociación contractual de la GASNEA Sociedad Anónima deno-

minada “Acta Acuerdo –Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural–” de fecha 21 de julio de 2009, suscrita, por una parte, por los señores ministros de Economía y Producción, doctor Amado Boudou, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios de la Nación, arquitecto Julio De Vido, como presidentes de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos; y, por la otra parte, por el señor Hernán Ayerza, en su carácter de presidente de la empresa, quien ejerce su representación de acuerdo con la documentación que obra agregada al expediente CUDAP: expediente S01:0254423/2002; todo ello en cumplimiento de lo dispuesto por los artículos 20 de la ley 25.561, 4° de la ley 25.790, 1° de la ley 26.077, 1° de la ley 26.204, 1° de la ley 26.339 y 1° de la ley 26.456, y en su norma complementaria, el decreto 311/03.

Por los fundamentos que se exponen en el informe acompañado y por los que oportunamente ampliará el miembro informante, se aconseja la aprobación del siguiente

Proyecto de resolución

El Senado y la Cámara de Diputados de la Nación

RESUELVEN:

1. Rechazar formal y sustancialmente la propuesta de acuerdo remitida denominada: “Acta Acuerdo –Adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural–” de fecha 21 de julio de 2009, suscrita por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) y por la empresa GASNEA Sociedad Anónima, por violación de los artículos 8°, 9°, 10 y 20 de la ley 25.561, artículos 3°, 4°, 5° y 6° de la ley 25.790, artículo 1° de la ley 26.077, artículo 1° de la ley 26.204, 1° de la ley 26.339 y 1° de la ley 26.456, artículos 8° y 9° del decreto 311/03 y de la resolución conjunta 188/03 y 44/03 de los ministerios de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, respectivamente.

2. Dictaminar que el Poder Ejecutivo nacional, en el presente proceso de renegociación contractual, no actuó en el marco de las facultades que oportunamente se delegaron (ley 25.561).

3. Instar al Poder Ejecutivo nacional a reanudar el proceso de renegociación del contrato con la empresa GASNEA Sociedad Anónima, en virtud de lo dispuesto por el artículo 4° *in fine* de la ley 25.790.

4. Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional, a la Auditoría General de la Nación y a la Sindicatura General de la Nación, juntamente con sus fundamentos.

Sala de la comisión, 20 de octubre de 2009.

*Silvia B. Lemos. – Fernando Sánchez.
– Alfredo A. Martínez. – Gerardo R.
Morales.*

INFORME

Honorable Congreso:

1. *Sustento en las leyes*

La ley 25.561 declaró la emergencia pública en materia social, económico-administrativa, financiera y cambiaria, delegando facultades al Poder Ejecutivo nacional conforme al artículo 76 de la Constitución Nacional.

Dicha ley autorizó al Poder Ejecutivo nacional a renegociar los contratos de los servicios públicos concesionados para conjurar la crítica situación (artículos 8° y 9°).

Las estipulaciones contenidas en la ley han sido luego ratificadas y ampliadas por la sanción de las leyes 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y 26.456.

Con el fin de cumplimentar el mandato conferido por el Congreso Nacional, el Poder Ejecutivo nacional, a través de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN), ha desarrollado el proceso de renegociación con la empresa GASNEA Sociedad Anónima, licenciataria del servicio mediante decreto de aprobación del Poder Ejecutivo nacional 558/1997.

Como resultado de dichas negociaciones las partes han logrado un acuerdo sobre la adecuación del contrato de licencia de distribución de gas natural instrumentado en un acta acuerdo de adecuación del Contrato de Licencia de Distribución de Gas Natural, ad referéndum del Poder Ejecutivo nacional.

En el final de la primera parte del acuerdo se expresa que: “Conforme a la normativa aplicable, se procederá en forma previa a dar intervención de la propuesta instrumentada al Honorable Congreso de la Nación (artículo 4°, ley 25.790) y aprobada la misma se suscribirá el acta acuerdo ad referéndum de la decisión que corresponde al Poder Ejecutivo nacional, en su carácter de otorgante del servicio licenciado objeto del presente acuerdo, condición necesaria para la plena validez y eficacia del presente instrumento”.

2. *Intervención de la Comisión Bicameral*

El artículo 20 de la ley 25.561 establece: “Créase a todos los efectos de esta ley la Comisión Bicameral de Seguimiento la cual deberá controlar, verificar y dictaminar sobre lo actuado por el Poder Ejecutivo. Los dictámenes en todos los casos serán puestos en consideración de ambas Cámaras del Congreso”.

La ley 25.790, sancionada posteriormente en su artículo 4° establece además que: “El Poder Ejecutivo nacional remitirá las propuestas de los acuerdos de renegociación al Honorable Congreso de la Nación, en cumplimiento de la intervención de la Comisión Bicameral de Seguimiento prevista por el artículo 20 de la ley 25.561. Corresponderá al Honorable Congreso de la Nación expedirse dentro del plazo de sesenta (60) días

corridos de recepcionada la propuesta. Cumplido dicho plazo sin que se haya expedido, se tendrá por aprobada la misma. En el supuesto de rechazo de la propuesta, el Poder Ejecutivo nacional deberá reanudar el proceso de renegociación del contrato respectivo”.

En función de lo expuesto, esta Comisión Bicameral actúa en el marco de su competencia dictaminando respecto de lo actuado por el Poder Ejecutivo nacional en el ejercicio de las facultades delegadas por el Congreso nacional, debiendo sus dictámenes ser puestos a consideración de ambas Cámaras de acuerdo con lo dispuesto por las leyes 25.561 y 25.790, y sus ampliatorias leyes 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y 26.456.

3. *Las reestructuraciones de precios y tarifas en el mercado del gas*

3.1. *Introducción*

A partir de los dictámenes en minoría sobre la renegociación de las empresas Gas Cuyana y Gas del Centro, hemos incorporado a nuestro análisis una visión global de las reestructuraciones de precios y tarifas en el mercado del gas. El objetivo es “enmarcar” las renegociaciones de estas empresas distribuidoras o transportistas de gas, en el entendimiento de que las actas acuerdo traídas a nuestro examen no implican una adecuación aislada, sino una pieza más del complejo proceso de reestructuración del esquema regulatorio del gas natural, proceso que viene teniendo lugar desde la caída de la convertibilidad.

El mercado del gas, de acuerdo con el esquema que articuló su marco regulatorio original, la ley 24.076, se estructura en tres segmentos: los de distribución y transporte son considerados servicios públicos por el artículo 1° de la ley 24.076, están “regulados” y se encuentran sujetos a la renegociación prevista en la ley 25.561; en contraste, el segmento de generación se encuentra sujeto a las prescripciones de la Ley de Hidrocarburos (ley 17.319), sus precios se consideran “desregulados”, y no se encuentra sujeto a la renegociación prevista en la ley 25.561, porque no se trata de un servicio público.

Esta segmentación afecta de distintas maneras la reestructuración del mercado del gas luego de la emergencia declarada por la ley 25.561. En tanto que las tarifas de distribución y transporte fueron congeladas mientras se sometía a estos sectores a un demorado proceso de renegociación, los precios del segmento de generación fueron sometidos a un congelamiento “de hecho” hasta el año 2004, reconociéndose a partir de allí un reacomodamiento progresivo y escalonado.

Cabe considerar aquí que, según el artículo 38, inciso c) “...el precio de venta del gas por parte de los distribuidores a los consumidores, incluirá los costos de su adquisición...”. Este traslado casi automático a los consumidores de los precios a los que las distribuidoras adquieren el gas fue el que demoró de hecho el reacomodamiento del precio del gas en el punto de ingreso

al sistema de transporte (PIST), hasta que tuvo lugar la solución concertada prevista en el decreto 181/04.

Como vemos, la primera conclusión a la que podemos arribar es que no existe una sola renegociación de la tarifa del gas: existen tres negociaciones abiertas, una por cada segmento, con dinámicas complementarias y a su vez divergentes. Esto influye en el resultado final para los consumidores de gas, con reajustes constantes de tarifas y una mayor dispersión tarifaria. Dependiendo de varios factores, tales como la posición del consumidor en el mercado (residencial, particular, gran usuario, GNC, etcétera), su ubicación geográfica o el estado de la renegociación de las empresas que lo abastecen, el resultado puede ser completamente distinto.

A esto hay que sumar las demoras y dilaciones del proceso abierto por la ley 25.561. Hasta el momento, han sido aprobados por el Congreso de la Nación cinco contratos de distribución de gas: Gas BAN, GASNOR, Camuzzi Gas del Sur, Camuzzi Gas Pampeana y Litoral Gas. Sólo tres han sido ratificados por decretos del Poder Ejecutivo: Gas BAN, GASNOR y Litoral Gas. Sólo a uno se le han aplicado los aumentos tarifarios previstos en el RTT (Gas BAN) y ninguno ha cerrado la etapa de RTI. Mientras tanto, la negociación con las empresas de transporte de gas (TGN y TGS) sigue estancada. Estas demoras no tienen un efecto neutro: recuérdese que todas las actas acuerdo tienen cláusulas de aplicación de ajustes tarifarios de manera retroactiva, lo que significa que estos aumentos están sólo temporalmente congelados, y que posiblemente se descongelen en los próximos meses.

Ante estas circunstancias, consideramos que no puede analizarse la renegociación de la distribuidora GASNEA como un hecho aislado, sin tener una visión integral del estado actual de renegociación de precios y tarifas en todo el mercado del gas. Los resultados de este proceso son dispares, y el acta acuerdo bajo examen debería considerar mecanismos concretos que permitan amortiguar efectos indeseados.

Es por ello que a continuación analizaremos los distintos cambios que se produjeron en la tarifa del gas desde el año 2004, tomando como referencia el caso de Gas BAN S.A., por ser el proceso de negociación más avanzado. Esto nos permitirá visualizar los efectos resultantes de la aplicación futura del contrato renegociado por Distribuidora GASNEA, en el marco de las demás variaciones tarifarias del mercado del gas.

Ante todo, se analizarán los cuatro grandes aumentos de la tarifa del gas que han tenido lugar desde la declaración de emergencia de 2002:

1. La variación del precio del gas PIST por el decreto 181/04 y normas concordantes (2004-2006).

2. La variación tarifaria resultante de la ratificación acta acuerdo de Gas BAN S.A., instrumentada por la resolución 3.729/07 (2007, con efectos retroactivos a 2005).

3. El reconocimiento de incrementos en el PIST resultantes del acuerdo complementario con productores de gas natural, ratificado por la resolución 1.070/08 (2008-2009).

4. Los cargos tarifarios previstos para el fondo fiduciario para atender las importaciones de gas natural, resultantes del decreto 2.067/08 (2008-2009).

5. Los aumentos del 20 % en los precios del transporte.

La incidencia acumulada de estos aumentos en el cuadro tarifario de Gas BAN S.A. entre los años 2002 y 2009 puede visualizarse en el anexo I.

Procederemos a continuación a analizar cada uno de los aumentos tarifarios reseñados. También se describirá brevemente el mecanismo de incentivos y cargos adicionales instaurado por el PURE (Programa de Uso Racional de la Energía). Finalmente, se delinearán algunas conclusiones sobre este proceso de reestructuración del mercado del gas.

3.2. La variación del PIST por el decreto 181/04 (2004-2006)

El decreto 181/04 y sus normas produjeron cambios profundos en la estructura del mercado del gas. En lo que respecta al presente análisis, reseñaremos los siguientes:

3.2.1. El esquema de normalización de precios

Como ya señalamos, luego de la emergencia económica el precio del gas en el PIST se mantuvo congelado de hecho.

El mecanismo regular que preveía la ley 24.076 para reconocer las variaciones de precios en el PIST y su traslado a la tarifa de los usuarios finales era el proceso de ajuste estacional de tarifas dispuesto en el artículo 9.4.2. de las reglas básicas de la licencia.

El punto 9.4.2 de las RBD hace referencia al ajuste de la tarifa de distribución por variación del gas comprado. Estos ajustes son estacionales y abarcan los períodos del 1° de mayo al 30 de septiembre de cada año, y del 1° de octubre al 30 de abril del año siguiente. El ajuste se realiza por una fórmula prevista en el RBD en la que G1 refiere al nuevo precio del gas en el PIST.

Sin embargo, por decisión del Enargas, los ajustes estacionales del año 2002 mantuvieron los cuadros tarifarios que se encontraban vigentes en 2001, ya que se entendía que aún no existía consenso "para acordar un sendero o fórmula de precios compatible con la emergencia económica".

En el año 2003, el ajuste estacional de tarifas fue postergado por un acto administrativo de fecha 29 de mayo de 2003, que se fundamentaba en: "...1) La situación de emergencia pública, 2) La asunción del presidente de la Nación argentina, con la consiguiente reorganización de la administración pública y de la Comisión de Renegociación de los Servicios Públicos que llevaba a cabo la renegociación de los contratos

de servicios públicos y 3) El grado de conflictividad que mantenían los productores respecto de las distintas interpretaciones y alcances que sostuvieron en relación con la Ley de Emergencia Pública y su reglamentación...". Sucesivas audiencias públicas, convocadas por el Enargas para junio y agosto de 2003, fueron también prorrogadas por el Ministerio de Planificación.

El 13 de febrero de 2004 se dictó el decreto 181/04. El artículo 1° del decreto instruyó a la Secretaría de Energía para que elaborara un esquema de normalización del precio del gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST), que no podría extenderse más allá del 31 de diciembre de 2006, con arreglo a las pautas básicas que se establecían en el decreto. El esquema de normalización debía ser elevado para su aprobación y puesta en vigencia por el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (MPF).

El esquema de normalización se destinaría a las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes y a los usuarios de dichas prestadoras que, de acuerdo con los cambios introducidos en el mercado del gas por el decreto 181 y el decreto 180/04, debían comenzar a adquirir el gas natural directamente de productores y comercializadores.

El artículo 2° del decreto facultaba a la Secretaría de Energía a suscribir acuerdos, ad referendum del MPF, con los productores de gas natural. Tales acuerdos debían disponer "un ajuste del precio de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos o acuerdos de provisión a prestadoras del servicio de distribución de gas por redes que adquieran gas para el suministro a sus usuarios, por hasta el volumen necesario para la provisión de gas a los usuarios de su área licenciada o autorizada que no adquieran el gas directamente a productores y comercializadores".

El artículo 3° establecía que el ajuste del precio que establecieran los acuerdos debería "contemplar el esquema de segmentación tarifaria previsto en el presente decreto; todo ello, considerando las posibilidades de los distintos tipos de usuarios para hacer frente a este ajuste, así como la capacidad de gestión de compra de energía con que cuentan los distintos consumidores".

A su vez, el artículo 8° del decreto 181 establecía que "el precio del gas natural en el PIST, que resulte del Acuerdo de Implementación, deberá ser el que utilice el Enargas, en cumplimiento de las disposiciones del punto 9.4.2. de las reglas básicas de las licencias de distribución de gas por redes, sustituyendo la expresión G1 definida en el punto 9.4.2.2. de las mencionadas reglas básicas de las licencias de distribución (RBD) de gas por redes, para cada una de las tarifas máximas afectadas por el presente mecanismo".

El Acuerdo para la Implementación del Esquema de Normalización de los precios del Gas Natural en Punto de Ingreso al Sistema de Transporte, dispuesto por el decreto 181/2004, fue suscrito el 2 de abril de 2004 por el secretario de Energía y las empresas productoras de

gas natural. El acuerdo fue homologado por la resolución MPF 208/04.

Según su artículo 2°, el acuerdo resultaba de aplicación exclusivamente a:

(i) El gas natural que los productores suministrasen a los prestadores del servicio de distribución de gas por redes, por hasta los volúmenes comprometidos por cada productor en el anexo II del acuerdo;

(ii) El gas natural que los productores suministrasen a los nuevos consumidores directos (NCD) de gas natural; y

(iii) El gas natural que los productores suministrasen en forma directa a los generadores de electricidad, en tanto y en cuanto el gas natural se utilizara para generar energía eléctrica destinada al mercado interno.

El acuerdo funcionaba como un compromiso de abastecimiento de parte de los productores, el cual se realizaba a cambio de un esquema progresivo de reajuste de precios. A través del acuerdo, los productores recuperaron precios de boca de pozo similares a los que regían, en dólares, en el año 2001, con anterioridad a la devaluación y a la pesificación.

El artículo 4° del acuerdo señalaba que la Secretaría de Energía dispondría la implementación progresiva del esquema de normalización al precio del gas natural que los prestadores del servicio de distribución adquieran para abastecer a los usuarios excluidos del ajuste de precios (esto es, residenciales y primera y segunda escala SGP), a fin de que al 31 de diciembre de 2006 dichos usuarios pagaran los valores de referencia finales para el mecanismo de protección aplicable a los precios del gas natural correspondientes a los usuarios industriales, generadores y NCD.

El esquema de normalización previsto en el acuerdo debía comenzar a implementarse a partir de mayo de 2004, previendo una recomposición progresiva del precio del gas en tres ajustes sucesivos que se sumarían al primer aumento, y que tendrían lugar en octubre de 2004 y en abril y julio de 2005.

De esta manera, los cambios en el precio del gas en el PIST se instrumentaron entre 2004 y 2006 a través de cuatro resoluciones del Enargas (en el caso de Gas BAN, se trata de las resoluciones 3.009/04, 3.096/04, 3.205/05 y 3.461/06). Los resultados de este ajuste en el caso de Gas BAN se pueden ver en el anexo II. Como vemos, este ajuste tuvo una fuerte incidencia en la tarifa del Servicio General P 3 (51 a 58 %) y en la de los grandes usuarios (81 a 88 %).

3.2.2. Nuevos consumidores directos (NCD)

Como vimos, el esquema de normalización de precios se aplica a los nuevos consumidores directos. Esta es una nueva categoría regulatoria, que modifica el régimen jurídico de algunos usuarios sujetos hasta la fecha de sanción del decreto 181/04 a los parámetros de la ley 24.076 y sus normas reglamentarias.

El artículo 4° del decreto 181/04 facultó a la Secretaría de Energía para “determinar las categorías de usuarios y las fechas respectivas a partir de las cuales las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes, no podrán abastecer a dichas categorías de usuarios con gas natural adquirido mediante contratos o acuerdos de corto, mediano y largo plazo”. La secretaria debía determinar “...para las distintas categorías de usuarios cuáles serán sus opciones de abastecimiento de: (i) El gas natural en el PIST, y (ii) Su transporte, así como los requisitos a cumplir por las prestadoras del servicio de distribución de gas por redes en la eventual provisión de gas y transporte, para esas categorías de usuarios”.

Según el artículo 5°, todos los usuarios alcanzados por las disposiciones del artículo 4° son los nuevos consumidores directos.

El artículo 5° señala que la Secretaría de Energía “podrá acordar con los productores de gas natural, mecanismos de protección en beneficio de los nuevos consumidores directos, que inicien la adquisición de gas natural directamente de productores en sustitución del gas natural que hasta ese momento recibían de las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes, cuya duración se extenderá hasta el 31 de julio de 2005”.

Así, a partir del esquema rediseñado por el decreto 181/04, los NCD, categoría que comprende a los grandes usuarios, usuarios servicio general “G”, dos categorías de usuarios servicio general “P” y estaciones de GNC, no podrían adquirir de las distribuidoras el gas que éstas les proveían (además, las distribuidoras tienen una prohibición de abastecer), sino que deberían negociar sus contratos directamente con los productores, a los precios fijados en el esquema de normalización, hasta su efectiva liberación el 31 de diciembre de 2006.

A través de la resolución 752/05 se determinaron los plazos a partir de los cuales cada categoría de usuario debía comenzar a adquirir el gas directamente de los productores.

El artículo 1° de la resolución señalaba que, “a partir de la fecha de publicación de la resolución (mayo 2005), todos los usuarios de servicios de distribución de gas natural por redes, con excepción de los usuarios residenciales y de los usuarios del servicio general P que durante el último año de consumo hubieran registrado un promedio de consumo mensual inferior a los nueve mil metros cúbicos (9.000 m³) de nueve mil trescientas kilocalorías (9.300 Kcal.), podrán adquirir el gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte, a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución”.

La contracara de este artículo son los artículos 2°, 4°, 5°, 6° y 9°. Estos señalan que, a partir de determinada fecha, las prestatarias del servicio de distribución no podrán suscribir contratos de corto, mediano o largo

plazo para la compra de gas natural en el punto de ingreso al sistema de transporte para abastecer a los usuarios definidos en cada artículo, ni podrán utilizar los volúmenes de gas natural que dispongan en virtud de contratos vigentes para abastecer a dichos usuarios.

Como vemos, el artículo 1° de la resolución 752/05 no establece para los usuarios no residenciales una “obligación de contratar” la adquisición de gas natural a sujetos de la industria del gas natural distintos a las compañías prestatarias del servicio de distribución (esto es, productores y comercializadores).

Sin embargo, a través de los otros artículos citados, se estableció una restricción regulatoria para las distribuidoras, que les impide abastecer a los usuarios determinados en la resolución 752/05, y que funciona como una “prohibición de contratar” la adquisición del gas natural necesario para tal abastecimiento. De esta manera, se forzó a los usuarios a contratar con los productores y comercializadores.

Las fechas a partir de las cuales regía la prohibición de contratar y abastecer son las siguientes, respecto de cada tipo de usuario:

1. Grandes usuarios firmes o interrumpibles, a partir del 1° de agosto de 2005, prorrogado hasta el 1° de septiembre de 2005 por resolución 930/2005 (artículo 2°).

2. Usuarios del servicio general G, a partir del 1° de agosto de 2005, prorrogado hasta el 1° de septiembre de 2005 por resolución 930/2005 (artículo 4°).

3. Usuarios del servicio general P cuyo consumo promedio mensual del último año de consumos registrados fuera igual o superior a los ciento cincuenta mil metros cúbicos por mes (150.000 m³/mes), a partir del 1° de agosto de 2005, prorrogado hasta el 1° de septiembre de 2005 por resolución 930/2005 (artículo 5°).

4. Usuarios del servicio general P cuyo consumo promedio por mes del último año fuera superior a los nueve mil metros cúbicos (9.000 m³), excluidos todos los organismos o dependencias estatales del Estado nacional, provincial o municipal que operen sin fines comerciales o industriales específicos, los centros asistenciales, colegios nacionales, provinciales, y municipales, y entidades religiosas, que acrediten fehacientemente tal condición; a partir del 1° de enero de 2006.

Cabe reseñar aquí que el artículo 14 de la resolución 752/05 marca un cambio sustancial en los cuadros tarifarios de las distribuidoras, que surge como consecuencia de la contratación directa del gas natural de los NCD a los productores. Al final del artículo, se señala que “...A partir de las fechas establecidas, y para cada categoría de usuarios de las previstas en la presente resolución, las distribuidoras ya no publicarán en sus cuadros tarifarios el costo del gas natural incluido en tarifas, limitándose a publicar las tarifas de distribución y de transporte, y en el caso de éstas últimas, indicando las distintas tarifas de transporte aplicables en función

de las rutas de transporte contratadas por la prestataria del servicio de distribución”. Esto explica por qué en los cuadros tarifarios actuales la tarifa parece disminuir en vez de aumentar. Dicha tarifa se limita, luego de la conclusión del esquema de normalización, al margen de distribución que aplica la distribuidora.

Como vemos, las reformas relacionadas con los NCD posicionaron en el centro del sector gasífero a las empresas petroleras, ya que a partir de estas nuevas normas los medianos y grandes usuarios deben contratar el suministro de gas en forma directa con los productores, en lugar de recibirlo incluido en el servicio y en la tarifa del distribuidor.

Esto generó incertidumbre sobre la seguridad del suministro a los nuevos consumidores directos, que hasta la entrada en vigencia del decreto 181/04, los NCD eran simples usuarios que contaban con la obligación de la distribuidora de abastecerlos adecuadamente, tanto en su demanda actual como en la futura.

Por otra parte, estas medidas implicaron que los NCD asumieran los incrementos graduales de precios previstos hasta alcanzar el nivel definido para lograr la “normalización”, esto es, paridad de exportación menos retenciones.

3.2.3. Modificación de las categorías tarifarias

Los considerandos del decreto 181/04 señalan que, acorde a lo dispuesto en la ley 25.561 en lo concerniente a la reactivación de la economía y la mejora en el nivel de empleo y de distribución de ingresos, se debe considerar la necesidad de orientar la política energética y tarifaria con sentido social, protegiendo fundamentalmente a los sectores con menores ingresos”. En tal sentido, los “acuerdos con los productores de gas natural, para determinar un ajuste del precio y mecanismos de protección en beneficio de nuevos consumidores directos de gas natural, deberán privilegiar a los segmentos de demanda con menor capacidad de gestión de energía.

En este sentido “también debe facultarse a la Secretaría de Energía” [...] “para determinar un esquema de segmentación tarifaria que permita que el reconocimiento en las tarifas máximas del ajuste del precio del gas natural, se realice protegiendo a los sectores de menores ingresos, así como para establecer las modalidades de contratación que estarán disponibles para cada categoría de usuarios”. Reconociendo que “uno de los principales instrumentos a tal efecto lo constituye la estructura de servicios y tarifas, en tanto la misma tiende a clasificar a los consumidores conforme a su actividad y nivel de consumo”, la resolución dispone que “corresponde adecuar dicha estructura de servicios y tarifas de manera que la misma permita identificar en forma más adecuada a distintos grupos de consumidores para el diseño y ejecución de las políticas sectoriales en un marco de mayor equidad”.

En este marco, el artículo 10 del decreto 181/04 establece la segmentación de las tarifas para las condi-

ciones especiales del servicio residencial (servicio con medidor individual separado para usos domésticos no comerciales) incluidas en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el decreto 2.255, de fecha 2 de diciembre de 1992. Estas tarifas se ajustarán a los siguientes términos y condiciones:

a) Los usuarios del servicio residencial se clasifican en tres (3) categorías: R1, R2 y R3.

b) El decreto establece en su anexo I (ver tabla I) nuevos umbrales de consumo que definen las distintas categorías del servicio residencial, de acuerdo con el consumo promedio de cada tipo de usuario para cada zona de distribución.

Tabla I

Anexo I del decreto 181/04

Distribuidoras	Subzonas	Umbrales (límite superior - m ³ /año)		
		R1	R2	R3
Metrogas	BAN	500	1000	>
	Litoral	500	1000	>
	Centro	500	1000	>
	Cuyana	600	1100	>
	Gasnor	500	800	>
Gasnor	Salta	500	800	>
	Tucumán	400	700	>
Pampeana	Bs. Aires	500	1000	>
	B. Blanca	600	1200	>
	La Pampa N.	1000	1500	>
	La Pampa S.	1000	1500	>
Sur	B. Aires Sur	1700	2700	>
	Chubut	2200	3800	>
	S. Cruz	4300	6900	>
	T. Fuego	4700	8100	>
	Neuquén	1700	2600	>
	Cordillerano	2200	3800	>
GasNea	Entre Ríos	450	1000	>

c) Hasta tanto no se concreten los acuerdos parciales o los acuerdos integrales previstos en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios, tanto la tarifa de transporte como la tarifa de distribución (tal la definición dada a estos términos por el artículo 37 de la ley 24.076) serán idénticas para las categorías R1, R2 y R3.

d) Los umbrales y criterios de pertenencia al grupo de usuarios a los que se aplique la tarifa máxima R1, deberán ser paulatinamente ajustados, a fin de restringir su alcance a usuarios residenciales del servicio cuyo menor poder de compra y necesidad de suministro justifiquen su permanencia en el mismo, y ello así, de conformidad con las disposiciones que a tal efecto determinen la Secretaría de Energía y el Enargas.

A su vez, el artículo 11 del decreto 181/04 establece la segmentación de las tarifas para las condiciones especiales del “servicio general P” (o sea, el servicio para usos no domésticos –excluyendo estaciones GNC y subdistribuidores– en donde el cliente no tendrá una cantidad contractual mínima y no es atendido bajo un contrato de servicio de gas), incluidas en el Reglamento del Servicio de la Licencia de Distribución (RSD), aprobado por el decreto 2.255, de fecha 2 de diciem-

bre de 1992. Estas tarifas se ajustarán a los siguientes términos y condiciones:

a) Los cargos por consumo correspondientes a los dos (2) primeros escalones de consumo por factura tendrán incorporados el mismo precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST).

b) El cargo para el tercer escalón de consumo tendrá incorporado un precio del gas en el punto de ingreso al sistema de transporte (PIST) superior al utilizado en los cargos por consumo para los dos (2) primeros escalones.

c) Hasta tanto no se concreten los acuerdos parciales o los acuerdos integrales previstos en el marco del proceso de renegociación de los contratos de servicios, tanto la tarifa de transporte, como la tarifa de distribución (tal la definición dada a estos términos por el artículo 37 de la ley 24.076), serán idénticas a las actuales para cada uno de los escalones de consumo de esta categoría tarifaria.

La resolución 2.020/2005 de la Secretaría de Energía (B.O. 23/12/2005) subdividió en tres grupos la categoría de usuarios del servicio general "P", fijando las fechas a partir de las cuales empezarían a recibir el gas natural directamente de los productores los usuarios de los grupos I y II y delegando en la Secretaría de Energía la facultad de establecer la fecha correspondiente al grupo III.

El actual esquema de segmentación del SGP, tal y como surge de la resolución 694/09, es el siguiente:

Tabla II

		Desde	Hasta
SGP 1		0	15.000
SGP 2		12.004	108.000
SGP 3	Menores a 180.000	108.000	180.000
	Mayores a 180.000	180.001	→

Segmentación del SGP

Cabe destacar que los consumidores SGP 3 mayores a 180.000 m³ al año deben contratar su abastecimiento de gas directamente con los productores, por lo que a partir de estas reformas el cuadro tarifario de distribución sólo reseña el margen de distribución que aplica la distribuidora (cfr. artículo 14, resolución 752/05).

Analizaremos más adelante los impactos de estas segmentaciones tarifarias como mecanismo de "tarifa social".

3.3. El acta acuerdo de Gas BAN (resolución 3.729/07)

El acta acuerdo de renegociación contractual entre la UNIREN y Gas BAN S.A., de enero de 2006, fue ratificada el 4 de abril de 2006 por el decreto 385/06. Sin embargo, la puesta en funcionamiento del RTT se demoraría hasta abril de 2007, fecha en la que el Enaragas aprobó los nuevos cuadros tarifarios a través de la resolución 3.729/07. Las variaciones resultantes de esta adecuación tarifaria pueden verse en el anexo III.

El nuevo cuadro tarifario tenía vigencia retroactiva a partir de noviembre de 2005. Sin embargo, se estableció un cronograma de pagos para los aumentos tarifarios: para los usuarios no residenciales, el aumento retroactivo se facturaría en tres (3) cuotas mensuales y consecutivas para el período 1°/1/07 al 31/3/07, pagaderas a partir de abril de 2006; y cincuenta y cinco (55) cuotas mensuales y consecutivas para el período 1°/11/05 al 31/12/06, pagaderas a partir de julio de 2006. Para los usuarios residenciales, las cincuenta y cinco (55) cuotas comenzarían a facturarse en enero de 2008.

Pero además del aumento retroactivo, la resolución aprobó nuevos aumentos tarifarios, resultantes de la aplicación del punto 4.2 del acta acuerdo (cálculo semestral del Índice General de Variación de Costos, IVC, del que resulte una variación igual o superior a más/menos cinco por ciento), los cuales se plasmaron en nuevos cuadros tarifarios con vigencia a partir del 1°/1/06, 1°/5/06 y 1°/11/06. Los resultados de este aumento pueden verse también en el anexo III (variación noviembre de 2005-noviembre de 2006).

Cabe señalar aquí que la resolución 3.729/07 no fundamenta adecuadamente este aumento, y no deja constancia del monto acordado, el cual se desprende de los cuadros tarifarios. Según nuestros cálculos, el resultado es dispar, dependiendo de la categoría de usuario del que se trate.

Según se desprende de la resolución 445/08, el incremento resultante del punto 4.2 del acta acuerdo tenía carácter provisorio y rondaría el 4,85 %:

"...Que tal como ha sido formulado en el informe elaborado por la Gerencia de Desempeño y Economía (N° 149/08), el incremento del 4.85 % aprobado por resolución ENRG 3.729/07 por aplicación del mecanismo previsto en la cláusula 4ª, puntos 4.2 a 4.6 del acta acuerdo, se consideró provisorio puesto que provino de una estimación de la variación de costos de la licenciataria en base al apartado "costos" de las "hipótesis y bases de cálculo de la proyección económico-financiera" del anexo II del acta acuerdo y a la evolución de índices oficiales de precios y salarios.

Que asimismo, debe señalarse que la referida estimación debió realizarse por no haberse definido completamente al momento del dictado de la resolución ENRG 3.729/07 una metodología que permitiera determinar el impacto generado por los costos reales sobre los ingresos de la empresa...

Además, los considerandos de la resolución 445/08 citan a la UNIREN para señalar que Gas BAN no

trasladó el aumento tarifario a todas sus categorías de clientes:

“... toda vez que, en su oportunidad, Gas Natural BAN, S.A. aceptó limitar transitoriamente el ámbito de aplicación del incremento tarifario convenido para todas las categorías de sus clientes, se encuentran también pendientes de traslado a las tarifas finales –tal como ha sido evidenciado en distintos pedidos de ajuste formulados al Enargas en este sentido– las sumas correspondientes a los menores ingresos que esta licenciataria obtuvo por no haber trasladado el aumento a otros segmentos tarifarios/categorías de clientes desde enero de 2006 hasta la fecha”.

La resolución 445/08 del Enargas es elocuente respecto a las derivas de esta negociación permanente en el marco del RTT. Según sus considerandos, el 4 de octubre de 2007 Gas Natural BAN S.A. presentó ante ese organismo una nota (actuación ENRG 16.241) en la que solicitó “el inicio efectivo del procedimiento de revisión previsto en los numerales 4.2 a 4.6 y en el anexo I (metodología del Índice General de Variación de Costos o IVC) del acta acuerdo –AA– ratificada por el decreto 385/06”, indicando adicionalmente que, “al haberse producido una nueva variación que supera el 10 % desde la última fecha de ajuste de este índice (noviembre de 2006), corresponde determinar la incidencia y magnitud verdadera de la afectación producida y disponer el traslado a tarifas a que hubiere lugar”.

En la nota, la Licenciataria señaló que “toda vez que la variación de los niveles de costos revisados no es estacional sino permanente y que la Proyección Económico-Financiera contenida en el Anexo II del AA refleja una relación unívoca entre los ingresos y egresos producidos al nivel tarifario previsto por dicho instrumento, será imprescindible incorporar al margen de distribución, de manera permanente y en su justa incidencia, la variación de costos que verificó hasta el presente”.

La resolución señala que, con la nueva metodología para la determinación de la variación de la tarifa de distribución por aplicación de los puntos 4.2 a 4.6 del Acta Acuerdo (Metodología que no existía en el aumento acordado por la resolución 3.729/07), la gerencia de desempeño y economía del Enargas elaboró un cuadro tarifario con vigencia a partir del 4 de octubre de 2007, que exhibió un incremento del 12,54 % sobre el margen de distribución de la tarifa de Gas Natural BAN.

Este reajuste fue considerado en el cuadro tarifario de la resolución 445/08. La resolución no aclara si también consideró los aumentos pendientes de 2006, que no habían sido trasladados en los cuadros tarifarios anteriores.

Cabe señalar que también la UNIREN intervino en el proceso de reajuste. Con fecha 1º/10/08 la UNIREN remitió una nota al Enargas informando la recepción de una nota por parte de Gas Natural BAN S.A. en la que invoca las prescripciones del punto 21.1 de la cláusula vigésimo primera del acta acuerdo suscrita

oportunamente. Mediante la misma, la distribuidora solicita la intervención de la UNIREN “... a fin de que el Enargas proceda finalmente al dictado de los actos y a la conclusión de los procedimientos necesarios para la instrumentación, ejecución y cumplimiento de las disposiciones contenidas en el acta acuerdo (punto 21.2 de la referida cláusula vigésimo primera)”.

Según cita la resolución 445/08, en su solicitud a la UNIREN Gas Natural BAN S.A. manifestó que “... se han producido incidencias jurídicas y económico-financieras que menguaron los incrementos tarifarios que Gas Natural BAN S.A. acordara con el Estado nacional. Así, además del diferimiento de los tiempos concertados para la culminación de la RTI, se encuentra pendiente de resolución por parte del Enargas el pedido de ajuste tarifario por aplicación de los establecido en los puntos 4.1, 4.2, 4.3, siguientes y concordantes del acta acuerdo (Índice General de Variación de Costos –IVC–), con incidencia a partir del mes de octubre de 2007. Vale destacar que esta licenciataria aportó toda la documentación que a tal fin se le solicitara y que los equipos técnicos de ambas partes han concluido los análisis de las variaciones operadas y, por ende, de los ajustes que corresponde instrumentar”.

En tal sentido, la UNIREN entendió que “...correspondería dictar los nuevos cuadros tarifarios y de tasas y cargos por servicios reconociendo la referida incidencia del IVC y el recupero de las sumas adeudadas por este concepto desde octubre de 2007, así como también los montos adeudados por no haberse aplicado oportunamente los incrementos acordados a otros segmentos tarifarios/categoría de clientes, desde enero de 2006 hasta el presente [...] En caso de existir una diferencia entre el ajuste tarifario que se propicia y las sumas adeudadas que a través de dicho ajuste puedan ser saneadas; se entiende que la misma deberá ser considerada a cuenta del resultado que arroje la RTI que, respecto de la Licenciataria, se encuentra en su etapa final”.

Finalmente la UNIREN señaló que en tanto el proceso de revisión tarifaria integral se ha pospuesto en varias oportunidades por diferentes motivos, “...correspondería establecer una fecha definitiva a ese efecto, estimándose razonable para la finalización del mismo el mes de febrero de 2009”.

Como vemos, la postergación de la revisión tarifaria integral (RTI) prorroga indefinidamente la etapa de RTT, lo que habilita renegociaciones permanentes de tarifas. Además, la falta de una política sobre tarifa social fuerza a limitar el traslado de los aumentos tarifarios a usuarios residenciales. Esto sólo tiene como efecto una dilación del aumento tarifario (se “patea para adelante” el aumento), lo que acumula las reivindicaciones retroactivas de las empresas distribuidoras.

3.4. El acuerdo complementario con productores de gas natural (resolución 1.070/08)

El 19 de septiembre de 2008, el secretario de Energía y las empresas productoras de gas natural celebraron el

acuerdo complementario con productores de gas natural, que fue homologado por la resolución 1.070/08.

El acuerdo tiene como objetos:

1. La reestructuración de precios de gas en boca de pozo y la segmentación de la demanda residencial de gas natural, complementando el acuerdo aprobado por la resolución 599 de la Secretaría de Energía de fecha 13 de junio de 2007.

2. Establecer el aporte del sector de los productores de gas natural al fondo fiduciario creado por la ley 26.020, conforme surge de su artículo 1°; disponiendo que dicho aporte propenderá a que el precio de las garrafas de GLP para uso domiciliario de diez (10), doce (12) y quince (15) kilogramos se oferten a un precio diferencial menor para aquellos consumidores residenciales de gas licuado de petróleo de bajos recursos.

El acuerdo es una continuidad del “acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte, dispuesto por el decreto 181/2004”, homologado por la resolución 208/04. Este acuerdo había vencido a fines de 2006, por lo que la Secretaría de Energía mantuvo diversas reuniones con los productores de gas natural, a fin de garantizar y regular su abastecimiento para el período 2007-2011. Esto se plasmó en un nuevo acuerdo, homologado por la resolución 599/07.

El acuerdo de 2008 resalta los mecanismos de protección de los consumidores estipulados en los acuerdos de 2004 y 2007: estos preveían un “...más lento proceso de normalización de los precios del gas natural destinado al consumo residencial, los cuales, transcurridos más de seis (6) años desde la sanción de la ley 25.561 se han mantenido al mismo valor, expresado en pesos, que tenían antes de dicha sanción”. (Punto 2.2 del acuerdo.)

Sin embargo, conforme a lo acordado el anexo III-A de la resolución SE 599/07, el Estado y los productores acordaron “...discutir la segmentación del precio correspondiente a la demanda, bajo el principio de propender una rápida adecuación parcial precios correspondientes a la demanda prioritaria con mayor capacidad de pago...” (punto 2.3 del acuerdo). Esta demanda prioritaria abarcaba a los grupos de consumidores que debían ser abastecidos por las licenciatarias de distribución: residenciales, SGP 1 y 2 y SGP 3 Grupo III. (Cfr. resolución SE 2.020/05.)

En tal sentido, el acuerdo redefine las categorías de usuarios residenciales para cada una de las distribuidoras, tomando como referencia la readecuación habilitada por la resolución 409/08 del Enargas, basada en los parámetros de consumo del último año móvil del cada usuario, computado a partir del consumo bimestral del período en curso y añadiendo los cinco bimestres inmediatos anteriores. De esta manera se subdivide la categoría R 2 en tres subcategorías, y la categoría R 3 en cuatro subcategorías.

A continuación, se disponen nuevos precios de gas en boca de pozo a ser aplicados desde el 1° de septiembre de 2008 (a excepción de GNC, aplicado a partir del 1° de octubre de 2008). Las categorías afectadas por el incremento serán las categorías R3 2°, R3 3° R3 4°, SG P1 y P2, SG P3 (grupo III) y GNC.

Conforme con el punto 5.4 del acuerdo, “...los incrementos en el precio del gas natural serán trasladados en su justa incidencia a los diferentes componentes de la tarifa final de los usuarios. Todo ello a los fines de garantizar que la ecuación de distribuidoras y transportistas se mantenga inalterada con posterioridad a este ajuste...”.

En el caso de Gas Ban este incremento fue acordado por la resolución 445/08, en forma conjunta con incrementos derivados del punto 4.2 del acta acuerdo e incrementos adicionales del margen de transporte. Estas variaciones pueden observarse en el anexo IV.

A cambio de este aumento de precios, los productores firmantes deberían aportar el 65 % de los montos incrementales resultantes de esta reestructuración efectivamente percibidos, una vez deducidas las regalías, los tributos nacionales y/o provinciales y/o municipales que los graven, y antes del cálculo del impuesto a las ganancias, al fondo fiduciario creado por la ley 26.020, cuyo objeto es atender el consumo residencial de gas licuado de petróleo (GLP) envasado para usuarios de bajos recursos, hasta alcanzar la suma anual de cuatrocientos cincuenta millones de pesos (\$ 450.000.000).

En caso de que el porcentaje anterior (65 %) resultara insuficiente para completar los cuatrocientos cincuenta millones de pesos (\$ 450.000.000) anuales requeridos por el Fondo Fiduciario, la Secretaría de Energía, con la intervención del Enargas, modificará ese porcentaje hasta cubrir el citado monto. Este incremento no podrá superar el 100 % del total de los fondos efectivamente percibidos por los productores. Si se produjera un exceso en el aporte total, la Secretaría procederá a reducir el porcentaje (cfr. punto 7.1 del acuerdo).

Cabe considerar que si bien la finalidad del sistema es aceptable, en el sentido de que los usuarios que gozan del beneficio del gas por redes contribuyen de manera indirecta a financiar a quienes se ven obligados a abastecerse de garrafas de GLP, el mecanismo estipulado constituye un subsidio cruzado que de alguna manera violenta el espíritu del último párrafo del artículo 41 de la ley 24.076, que señala que “...en ningún caso los costos atribuibles al servicio prestado a un consumidor o categoría de consumidores podrán ser recuperados mediante tarifas cobradas a otros consumidores...”. Consideramos que este mecanismo debería haber sido instrumentado por ley, lo que hubiera permitido considerar otras alternativas de financiamiento al fondo de GLP.

Finalmente, cabe agregar que la vigencia del acuerdo se extenderá hasta el 31 de diciembre de 2009. En primer lugar, esto limita temporalmente el financiamiento al fondo de GLP. En segundo lugar, esto nos indica que

es dable esperar nuevos aumentos futuros derivados de la normalización del precio del gas en boca de pozo después de esa fecha, y que incluso abarquen otras categorías de usuarios, hoy excluidos por el esquema del acuerdo.

3.5. El fondo fiduciario para atender las importaciones de gas natural (decreto 2.067/08).

El decreto 2.067/08, del 27 de noviembre de 2008, creó el fondo fiduciario para atender las importaciones de gas natural.

Los considerandos del decreto señalan que, a través de los mecanismos instrumentados por el decreto 180 de fecha 13 de febrero de 2004 y la ley 26.095, se ha ampliado la capacidad de transporte de gas natural de los sistemas norte y sur del país en las dimensiones requeridas por la demanda interna. Sin embargo, "...resulta necesario establecer un marco para aquellas situaciones de posible insuficiencia de gas generadas por la falta de inversión suficiente en el sector de producción", en particular "...aquella que tiene su correlato en la capacidad de transporte ampliada...", así como también aquella que acompañe "...el aumento de la capacidad que se encuentra en curso de ejecución..."

De esto se concluye algo que desde nuestro bloque venimos señalando desde hace tiempo: no hay gas para llenar los nuevos caños resultantes de las ampliaciones de transporte que se viene llevando adelante desde 2004. Este gas debe ser importado desde Bolivia, o través del costoso buque regasificador, medidas para "complementar la inyección de gas natural necesaria para el normal abastecimiento a los usuarios" llevadas adelante por el Estado nacional, a través de ENARSA.

El artículo 1° del decreto crea el fondo fiduciario para atender las importaciones de gas natural y "...toda aquella necesaria para complementar la inyección de gas natural que sean requeridas para satisfacer las necesidades nacionales de dicho hidrocarburo, con el fin de garantizar el abastecimiento interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias..."

Entendemos que "toda aquella" es toda aquella importación necesaria para complementar la inyección de gas natural, lo que implica no sólo importaciones de gas, sino también de los equipos e insumos necesarios para el desarrollo de obras de infraestructura necesarias para esa inyección de gas.

Sin embargo, el artículo 6° de la resolución 1.451/08, reglamentaria del decreto, parece da lugar a una interpretación más restrictiva, al señalar que "...el fideicomiso se constituye con la única finalidad de garantizar y asegurar la disponibilidad de recursos necesarios para atender el pago y/o repago de las diferencias del costo de las importaciones y/o adquisiciones de gas realizadas y la reventa y/o entrega del mencionado producto, a fin de satisfacer las necesidades de dicho hidrocarburo con el fin de garantizar el abastecimiento

interno y la continuidad del crecimiento del país y sus industrias..."

El patrimonio del fideicomiso está constituido por:

a) Cargos tarifarios a pagar por los usuarios de los servicios regulados de transporte y/o distribución, por los sujetos consumidores de gas que reciben directamente el gas de los productores sin hacer uso de los sistemas de transporte o distribución de gas natural y por las empresas que procesen gas natural.

b) Los recursos que se obtengan en el marco de programas especiales de crédito que se acuerden con los organismos o instituciones pertinentes, nacionales e internacionales.

c) Los recursos que se perciban a través de sistemas de aportes específicos, a realizar por los sujetos activos del sector.

Según el esquema de los artículos 7° y 8° de la resolución 1.451/08, la Secretaría de Energía y el Enargas determinan el valor de los cargos y los agentes de percepción de los mismos, el MPF los aprueba y la Secretaría de Energía y el Enargas proceden a instrumentar y aplicar los cargos, estableciendo asimismo el procedimiento para su percepción y posterior integración en el fideicomiso. El MPF, con la asistencia técnica de la Secretaría de Energía y el Enargas podrá ajustar los cargos "... en la medida que resulte necesario..."

El régimen del decreto entró en vigencia el día 1° de noviembre de 2008, y los cargos fueron determinados por la resolución 563/08, del 15 de diciembre de 2008, conforme a la planilla que figura en su anexo I. Los efectos de estos cargos en los cuadros tarifarios de Gas Ban S.A. pueden verse en el anexo V.

La metodología para la facturación, percepción, información y depósito de los cargos fue instrumentada por la resolución 615/09, de enero de 2009.

Los cargos son facturados a los usuarios alcanzados por el régimen por las distribuidoras y subdistribuidoras en función de cada m³ de gas entregado. Son susceptibles de intereses por mora, y además se encuentran gravados con IVA (cfr. artículo 2° del decreto). Entendemos que esta última disposición tiene por objeto evitar cuestionamientos acerca del carácter tributario de los cargos, y de la consecuente violación del principio de legalidad en materia tributaria.

El monto total de los cargos deberá ser depositado dentro de los primeros 7 días del mes siguiente en la cuenta corriente especial del Banco de la Nación Argentina denominada Fideicomiso de Administración "Importación de Gas Natural". Si bien ni el decreto ni sus reglamentaciones señalan quién es el fiduciario concreto, podemos inferir de esta precisión de la resolución 615/09 que el Banco Nación actúa como tal, o al menos lo hace como agente recaudador.

El artículo 2° de la resolución 1.451/08 estructuró el esquema del fideicomiso de la siguiente manera:

a) Fiduciante: será Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA), en su carácter de unidad de gestión

técnico-operativa del programa de energía total (PET), creado por la resolución 459 de fecha 12 de julio de 2007 del MPF.

b) Fiduciario: será la persona jurídica autorizada a actuar como tal según las normas de la Comisión Nacional de Valores.

c) Beneficiarios: será la unidad de gestión Técnica operativa que se designe para llevar adelante las acciones necesarias para la comercialización de los respectivos combustibles.

El artículo 4° de la resolución 1.451/08 señala que "...la administración de los bienes fideicomitidos estará a cargo del fiduciario, de conformidad con las instrucciones que al respecto le imparta el fiduciante, previa intervención de la unidad ejecutora del PET respecto a la utilización de los recursos y de acuerdo a la programación comunicada por la Secretaría de Energía y el Enargas..."

Cabe señalar aquí que las distribuidoras actúan como agentes de percepción del cargo, pero el titular de los cargos, el fiduciante que actúa como propietario que transfiera el bien a ser fideicometido, es ENARSA.

Ahora bien, si el cargo es tarifario, o sea, la contraprestación por el servicio prestado, ¿por qué no son fiduciantes las distribuidoras? En la lógica tarifaria, ENARSA sería sólo un comercializador de gas (que lo compra al agente al cual se lo importa) al cual las distribuidoras deberían pagar el precio del gas en el PIST. Para que la lógica tarifaria terminara de funcionar, debería haberse producido una reforma mucho mayor en el mercado del gas, en la que los usuarios residenciales habrían sido obligados a contratar directamente con el comercializador ENARSA la provisión de gas.

Tampoco tiene mayor sentido que una unidad de gestión técnica operativa de la misma ENARSA sea el beneficiario del fideicomiso. Si el objetivo del fondo es pagar importaciones de gas, el pago del fideicomiso debería entregarse directamente al exportador. Eso evitaría una confusión patrimonial de los cargos del fideicomiso con ENARSA, confusión que se pretendería evitar con la instrumentación del esquema a través de un fideicomiso.

Dadas estas posibles confusiones, se entiende el sentido de la norma del artículo 5° de la resolución 1.451/08, que señala que "...el fiduciante no podrá disponer en modo alguno de los bienes fideicomitidos para atender gastos propios, o de sus empleados dependientes..."

Entendemos también del análisis del esquema elegido que, siguiendo la lógica de la ley 26.095, se trataría de un fideicomiso de derecho privado, y no de uno de derecho público. ENARSA es una sociedad regida por la ley 19.550. Ni siquiera se considera sociedad anónima con participación estatal mayoritaria.

Creemos necesario recalcar aquí nuestra posición en contra de estos esquemas de fideicomiso, tal como fuera sostenida en el trámite de la ley 26.095, advirtiendo

sobre las dudosas maniobras patrimoniales a las que podrían dar lugar este esquema, similar al adoptado en la ampliación de gasoductos que dio lugar al "caso Skanska".

Volviendo al tema tarifario, debemos señalar que por principio, según el artículo 2° del decreto 2.067/08, todos los usuarios están obligados a pagar los cargos. Sin embargo, el artículo 7° del decreto estableció que el MPF podrá exceptuar a las categorías de usuarios que determine del pago de los cargos para el pago y/o repago de las importaciones de gas natural.

Según la providencia MPF 3.038/08, se excluyó del pago de los cargos a los siguientes usuarios: subcategorías residenciales R1, R2 1°, R2 2° y R2 3°; subdistribuidores; servicio general P1 y P2; los usuarios del servicio general P3 definidos en el segundo párrafo del artículo 6° de la resolución SE 752/05 y en el artículo 1° de la resolución SE 2.020/05 (organismos o dependencias estatales del Estado nacional, provincial o municipal que operen sin fines comerciales o industriales específicos; centros asistenciales; colegios nacionales, provinciales, y municipales; entidades religiosas; asociaciones civiles sin fines de lucro; asociaciones sindicales, gremiales o mutuales; y entidades dedicadas a las prestaciones de salud y educación en general, sean públicas o privadas); GNC; y las centrales de generación eléctrica. Esto quedó plasmado en la resolución 563/08.

A su vez, la resolución Enargas 730/09 exceptuó del pago del cargo por razones climáticas, a partir del 1° de abril de 2009, a los usuarios residenciales R3 1° de las provincias de Mendoza, San Juan, San Luis, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y La Pampa. También lo hizo respecto de los usuarios residenciales R31° de la provincia de Buenos Aires, excepto para los partidos abastecidos por Metrogas S.A., Gas Natural BAN S.A., Litoral Gas S.A.; y para el Partido de La Plata abastecido por Camuzzi Gas Pampeana S.A.

La resolución Enargas 768/09 exceptuó del pago del cargo a los usuarios residenciales R3 1° y R3 2° de todo el país y adicionalmente a los usuarios residenciales R3 3° pertenecientes a las provincias beneficiarias de las excepciones establecidas por la resolución 730/09. Esta medida tiene vigencia a partir del 1° de mayo de 2009 y será de aplicación a los consumos de gas natural que se verifiquen durante el período comprendido entre el 1° de mayo y el 31 de agosto de 2009. Vencido el plazo de vigencia, los usuarios afectados al pago del cargo serán los establecidos en la resolución 563/09, con las excepciones previstas en la resolución 730/09.

Cabe señalar que la fundamentación de la resolución se basa en que la providencia MPF 1.398/2009 de fecha 4 de junio de 2009, observó que "...los precios de referencia de los combustibles son menores respecto a los precios vigentes en oportunidad de la realización del cálculo de los fondos necesarios para hacer frente a la importación de gas que tiene como objetivo com-

plementar la inyección de gas natural para satisfacer la demanda en el período invernal, entendiéndose que corresponde adecuar el alcance de las categorías de usuarios afectados por los cargos creados por el decreto 2.067/08 vigentes a la situación descripta...”. Esto quiere decir que, si no se readecuaba la norma, se iba a cobrar “tarifa” de más.

Posteriormente, mediante nota de fecha 13 de agosto de 2009, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios solicitó al Enargas arbitrar los medios necesarios para: I) Extender hasta el 30 de septiembre del presente año el período establecido en el artículo 2° de la resolución ENRG 768/2009; II) Dejar sin efecto el cargo aplicado a los usuarios residenciales durante el período comprendido entre los meses de junio y julio del corriente año, debiendo, en consecuencia, implementar los mecanismos y procedimientos que resulten necesarios para la devolución de los montos abonados por dicho concepto a los usuarios residenciales alcanzados, y III) Establecer una bonificación equivalente al setenta por ciento (70 %) del cargo a aplicar a los usuarios residenciales, durante el período comprendido entre los meses de agosto y septiembre del presente año.

En consecuencia, por medio de la resolución 828/09, se instruyó a las licenciatarias del servicio público de distribución a adoptar las medidas tendientes a efectuar las refacturaciones que resultaran pertinentes y a practicar las reposiciones del cargo del decreto 2.067/08 percibido que correspondan a favor de sus usuarios. Además, se modificó el artículo 2° de la resolución 768/09, ampliando el período de aplicación de la excepción prevista hasta el 30 de septiembre de 2009.

Estas marchas y contramarchas nos manifiestan la existencia de una política errática y apresurada en la implementación del decreto 2.067/08, que parece no haber tenido en cuenta el fuerte incremento tarifario que importaba para muchas familias argentinas. La excepción de la resolución 768/09, limitada sólo al período invernal 2009, y sin una solución definitiva a mediano plazo, parece tener un tinte particularmente electoral.

Resta analizar el destino de los cargos. Como veremos, los usuarios residenciales, que según la resolución 563/09 son los que más cargo pagan, no son los beneficiarios directos de su producido. El cargo no se destina al pago de gas adicional importado para abastecer a estos usuarios: se destina a los usuarios industriales.

Es de destacar que el fideicomiso se encuentra asociado al programa energía total (PET). El 19 de diciembre de 2008, la Subsecretaría de Coordinación y Control de Gestión del MPF aprobó, a través de la disposición 287/2008, el reglamento general del Programa de Energía Total para el año 2009.

Del análisis de la disposición surge que los fondos del fideicomiso serían destinados al “Plan general de provisión de combustibles gaseosos”. Este plan se compone a su vez de los siguientes planes:

Plan de provisión de gas natural licuado regasificado.

Objetivo: elaboración, mantenimiento, gestión y administración de un sistema para adquirir y regasificar gas natural licuado (mediante buque regasificador) a efectos de abastecer con dicho fluido al mercado argentino, satisfaciendo los requerimientos de la demanda en función de la planificación que se efectúe para contribuir al cumplimiento de los objetivos del plan.

Plan de provisión de propano-aire.

Objetivo: gestión y administración de un sistema para adquirir propano y entregar propano-aire a ser inyectado en la red de distribución de gas natural de media presión de la provincia de Buenos Aires, de acuerdo con las posibilidades técnicas de provisión de dicho fluido.

Plan de provisión de gas de producción externa.

Objetivo: propiciar las acciones conducentes para la provisión de combustible gaseoso de producción externa que resulte necesaria a efectos de cumplir con los objetivos previstos en el programa.

Para los tres casos, se prevé que los beneficiarios del plan sean aquellas personas físicas o jurídicas que utilicen combustibles gaseosos como insumo necesario para la actividad que desarrollan, en el marco del PET.

Esto significa que el destino del cargo es el abastecimiento de la demanda industrial. Dado que, según la resolución 563/08, los usuarios residenciales son los que más aportan en concepto de cargo, nos encontramos en realidad ante otro subsidio cruzado, lo que en este caso sí violentaría expresamente el párrafo 2° del artículo 41 de la ley 24.796 (siempre que, como plantea el Poder Ejecutivo, consideremos que los cargos son tarifas).

3.6. El aumento de los precios del transporte

En virtud de la ley 25.561 y del decreto 311/03, la renegociación de las tarifas de transporte de gas natural quedaba sujeta al procedimiento de los artículos 8, 9 y 10 de la ley, mediante la incorporación de los contratos de licencia de transporte de las empresas TGN y TGS (cfr. artículo 4° c) del decreto 311/03) a dicho proceso. Esto implicaba además que estas renegociaciones debían cumplir con los pasos procedimentales establecidos por el artículo 4° de la ley 25.790, el cual le da al Congreso de la Nación la facultad de aprobar o rechazar los acuerdos alcanzados.

Sin embargo, la reglamentación del decreto 311/03, mediante la resolución conjunta 188/03 y 44/03, permitía una vía de escape “provisoria” al control legislativo de la ley 25.790: las adecuaciones transitorias de precios y tarifas. El esquema normativo de la resolución conjunta se sustentaba en su artículo 12°, que preveía las distintas formas de adecuación posibles:

“...Artículo 12: A los fines de lo establecido en el artículo 1° del decreto 311/03, se entenderá que:

a) Acuerdo parcial de renegociación: es todo aquel acuerdo que implique una modificación limitada de las condiciones particulares de la licencia y/o contrato de servicio público u obra pública, que tenga por objeto recomponer la ecuación económica financiera del contrato o licencia.

b) Acuerdo integral de renegociación: es todo aquel acuerdo que implique una modificación de la modalidad contractual y de las condiciones particulares de la licencia y/o contrato de servicio público u obra pública, que tenga por objeto recomponer la ecuación económico-financiera del contrato o licencia.

c) Adecuaciones transitorias de precios y tarifas: es todo aquel ajuste sobre los precios y tarifas que surja del análisis efectuado durante el proceso de renegociación, implementado durante el desarrollo del mencionado proceso o finalizado el mismo...”

En virtud de esta distinción, se reglamentaron dos procedimientos diferentes, uno para los “acuerdos integrales o parciales”, y otro para las “adecuaciones transitorias”. Los artículos 9° y 14 de la resolución conjunta reglamentaron los “acuerdos integrales o parciales”:

“...Artículo 9°: Los acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos deberán formalizarse mediante actas acuerdo a ser suscriptas entre los representantes legales de las firmas contratistas o licenciatarias y los señores ministros de Economía y Producción y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, quienes los suscribirán ad referendum del Poder Ejecutivo nacional.

”Los proyectos de acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos serán sometidos al procedimiento de Documento de Consulta establecido en la resolución del ex Ministerio de Economía N° 576 de fecha 5 de noviembre de 2002.

”Cumplido el trámite indicado en el párrafo anterior serán sometidos a consideración de la Procuración del Tesoro de la Nación, conforme lo establecido en el artículo 8° del decreto 311/03...”

”...Artículo 14: Los acuerdos integrales o parciales de renegociación de contratos de obras y servicios públicos a los que se refiere el artículo 9° del presente, deberán ser remitidos, una vez cumplimentado el trámite mencionado en el último párrafo del artículo citado, a la consideración de la Sindicatura General de la Nación a los efectos de que la misma verifique el cumplimiento de los procedimientos previstos para la suscripción de los acuerdos sometidos a su consideración...”

A su vez, el artículo 10 de la resolución conjunta reglamentaba las adecuaciones transitorias:

“...Artículo 10: Los proyectos normativos vinculados a posibles adecuaciones transitorias de precios tarifas y/o su segmentación deberán ser sometidos a la consideración previa de la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, quien

determinará su compatibilidad o incompatibilidad con el proceso de renegociación.

”Cumplido el trámite indicado en el párrafo anterior, serán sometidos a consideración de la Procuración del Tesoro de la Nación, conforme lo establecido en el artículo 8° del decreto 311/03...”

Como vemos, la “adecuación transitoria de precios y tarifas” es un proceso simplificado, que sólo requiere para su instrumentación de una consideración previa de la UNIREN. Desde nuestro bloque nos hemos opuesto a este procedimiento, por entender que violenta el control legislativo previsto por la ley 25.790, además de eludir la realización de audiencias públicas exigida para la redeterminación de tarifas por los correspondientes marcos regulatorios.

Ahora bien, en el análisis de las redeterminaciones tarifarias en el mercado del gas, hemos constatado que se han autorizado aumentos de los precios del transporte de gas del orden del 20 %, los cuales se introducen casi subrepticamente en las modificaciones de los cuadros tarifarios de las empresas de distribución. De esta manera, se concede aumentos a las empresas transportistas (TGN y TGS) de manera indirecta, y sin pasar por el control del Congreso previsto en la ley 25.790.

Este esquema, que funciona de manera similar a una “adecuación transitoria” de la resolución conjunta 188/03 y 44/03, se ejemplifica en el caso de Gas Ban con la modificación del cuadro tarifario realizada por la resolución 445/08, que implementa el acuerdo de reestructuración de precios de gas en boca de pozo. Junto con este reconocimiento a los generadores, se autoriza un aumento del 20 % de la tarifa de transporte, lo que puede observarse en detalle en el anexo VII.

La justificación de este aumento en los considerandos de la resolución es escueta:

“...Que por otra parte se observa que del anexo de la nota UNIREN 244/08, surge que se aplicaría un incremento del 20 % sobre las tarifas de transporte contenidas en los cargos por m³ de consumo de todas las categorías de usuario con excepción de: R1, R2 1°, R2 2° y SDB.

”Que en tal sentido, y de acuerdo a las pautas establecidas en la nota remitida por UNIREN a la autoridad regulatoria, correspondería la aplicación del ajuste previsto en el capítulo IX de las RBLD, respecto de las variaciones en el costo de transporte...”

¿Cuál es este ajuste previsto por el capítulo IX de las reglas básicas de la licencia de distribución, que autorizaría el aumento del 20 % de la tarifa de transporte? El artículo 9.4.3 de las RBLD es claro al respecto:

“...9.4.3. Ajuste por variaciones en el costo del transporte:

9.4.3.1. Los ajustes en los cuadros tarifarios que pongan en vigencia los transportistas relacionados con el punto 9.4.1. de sus licencias respectivas, se consideran trasladados a las tarifas de las licenciatarias mediante

su inclusión en los ajustes previstos en el punto 9.4.1. de la presente licencia...”.

Sin nos remitimos al punto 9.4.1. de las reglas Básicas de la licencia de transporte, encontramos lo siguiente:

“...9.4.1. Ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional:

”9.4.1.1. Ajustes semestrales:

”Las tarifas de transporte serán ajustadas semestralmente de acuerdo con la variación operada en el PPI. [...] Los [...] ajustes futuros se efectuarán en los meses de julio y enero de cada año...”

“...9.4.1.4. Fórmula:

La fórmula aplicable será:

$$T_1 = T_0 \times \left[\frac{W_1}{W_0} - \frac{X}{100} + \frac{K}{100} \right]$$

T1 = tarifas ajustadas (para todos los servicios disponibles) - Comprende todos los componentes.

T0 = tarifa vigente anterior al ajuste.

W1 = PPI correspondiente al segundo mes anterior al del inicio de cada semestre calendario.

W0 = PPI correspondiente al segundo mes anterior al de la toma de posesión por parte de la licenciataria o al del último período ajustado, según corresponda.

X = Factor de eficiencia (igual a 0 para los primeros 5 años).

K = Factor de inversiones...

Estos artículos de las RBLT son una reglamentación del artículo 41 de la ley 24.076:

“...Artículo 41: En el curso de la habilitación las tarifas se ajustarán 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 serán 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. La metodología reflejará cualquier cambio en los impuestos sobre las tarifas...”.

Este artículo es reglamentado a su vez por el artículo 41 del decreto 1.738/92 (reglamentario de la ley 24.076), que precisa los alcances de los factores de eficiencia y de inversión:

“...Artículo 41: En la adecuación normal y periódica de las tarifas que autorice, el ente se ajustará a los siguientes lineamientos:

”(1) Las tarifas de transporte y distribución se calcularán en dólares. El cuadro tarifario resultante será expresado en pesos convertibles según la ley 23.928,

teniendo en cuenta para su reconversión a pesos la paridad establecida en el artículo 3° del decreto 2.128/91.

”(2) El factor de eficiencia mencionado en el primer párrafo del artículo 41 de la ley consta de dos elementos cuyo valor deberá ser determinado por el ente fundadamente luego de oír a todos los interesados.

”El primer elemento que será incluido en las fórmulas correspondientes actuará como moderador de los ajustes periódicos con el objeto de inducir una mayor eficiencia en la prestación del servicio. Este elemento tendrá un valor igual a cero (0) durante los primeros cinco (5) años contados desde la fecha de comienzo de operaciones, en consideración a los requerimientos de inversión exigidos para alcanzar niveles de servicio internacionales.

”El restante elemento será de aplicación exclusivamente si el ente u otra autoridad competente con la conformidad del ente, requiriese inversiones adicionales a las inicialmente previstas en las respectivas habilitaciones y que no puedan ser recuperadas mediante las tarifas vigentes. El ente, previa consulta a los interesados, fijará fundadamente un valor al elemento aquí mencionado suficiente para que los prestadores obtengan ingresos de acuerdo con lo establecido por el artículo 39 de la ley...”.

Ahora bien, la fórmula prevista en el punto 9.4.1.4. es inaplicable a las actuales licencias de transporte de TGN y TGS, ya que el artículo 8° de la ley 25.561 dejó sin efecto, para los contratos de obras y servicios públicos, “...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...”, pesificando la tarifa resultante y sometiendo el contrato a la renegociación de artículo 9° de esa ley.

No es aplicable por lo tanto una fórmula que incluye el PPI de los Estados Unidos. Tampoco son aplicables los factores de eficiencia y de inversión, no sólo por su inclusión en una fórmula inaplicable, sino además porque la instrumentación de ampliaciones de transporte de gas se sometió a un nuevo régimen de financiamiento resultante de la ley 26.095, de cargos específicos, con su propia estructura de traslado a tarifas.

Por lo tanto, el traslado de un aumento de la tarifa de gas incluido en la tarifa de distribución no está debidamente fundamentado en la resolución 445/08. Pero tampoco surge del análisis de la normativa tarifaria del mercado del gas un aumento explícito y homogéneo para las transportistas TGN y TGS, el cual podría haberse fundado en una “adecuación transitoria” de las previstas en el artículo 12 de la resolución conjunta 188/03 y 44/03.

Se trata pues de un aumento subrepticio, escondido en la adecuación de los cuadros tarifarios de las distribuidoras como un traslado de precio, que se hace distribuidora por distribuidora, ya sea aprovechando las modificaciones por aumento de gas en boca de pozo (Gas Ban, resolución 445/08), o los acuerdos transito-

rios (Metrogas, decreto 234/09; Gas Cuyana, decreto 235/09; Gas del Centro, decreto 236/09), o las actas acuerdo de las distribuidoras enviadas al Congreso por aplicación de la ley 25.790 (como en el caso bajo examen, GASNEA).

Entendemos que este aumento “encubierto” tiene una doble finalidad. Como un mecanismo similar a la “adecuación transitoria”, evita el control del Congreso. Aún en los casos en que estos aumentos se reconocen en el acta acuerdo de una distribuidora enviado a esta bicameral, el procedimiento intenta eludir la consideración de la renegociación tarifaria a favor de las empresas transportistas de gas, ya que con el acta acuerdo de la distribuidora (en este caso, GASNEA) deberíamos analizar la readecuación de tarifas de la distribuidora, y no la de TGS y TGN.

Creemos que la finalidad de encubrir el aumento a las transportistas es política. Por un lado, se baja la exposición que implica reconocer un nuevo aumento tarifario adicional, resumiéndolo en uno sólo, “el aumento”. Pero además, el gobierno evita transparentar la situación con estas transportistas, con las que ha tenido serios cruces mediáticos a raíz del escándalo del caso Skanska. Si les va a dar un aumento tarifario, es mejor que no se note.

3.7. El Puregas

El cargo adicional en concepto del Programa de Uso Racional de la Energía (PURE, o Puregas) se aplica según el comportamiento del consumo de cada usuario en particular, por lo que no implica necesariamente un aumento tarifario, aunque puede llegar a impactar fuertemente en la facturación correspondiente a los meses en los que rige su aplicación, entre los días 15 de abril y 30 de septiembre de cada año.

El cargo impactará en las tarifas finales de aquellos usuarios que en un bimestre en particular hubieran aumentado su consumo de gas respecto del bimestre del año base cuya temperatura media haya presentado la mínima diferencia absoluta computable respecto de la temperatura media del bimestre a facturar.

Se considera como año base de aplicación del programa el año 2003, o en caso de no aplicar este año por registrarse consumo nulo o altas posteriores de servicio, se considerará el consumo del primer año posterior a 2003 en el que se registren consumos.

El programa, creado mediante la resolución 415/2004 de la Secretaría de Energía, y posteriormente modificado por las resoluciones 624/2005 y 881/2005 de la Secretaría de Energía, contempla premios y castigos según el ahorro o incremento de consumo respecto del año base, cuya aplicación también varía en función del consumo y categoría tarifaria. A los efectos de la categorización se utilizan las definiciones de categoría de consumo que regían en 2007, así como el consumo perteneciente a ese año (ver tabla III). A continuación se presenta a grandes rasgos la metodología de aplicación del cargo y los

incentivos. Para conocer en detalle la instrumentación del PURE, se recomienda consultar el anexo I de la resolución Enargas 3.538:

Categoría R1

a) Cálculo del incentivo a la reducción del consumo:

$$B_{R1} = (C_b - C_i) \times b_{R1} \text{ , para } C_i < C_b$$

El incentivo equivale al ahorro en m³ del bimestre facturado C_i respecto del consumo del bimestre base C_b , multiplicado por el valor unitario del incentivo b_{R1} . (Ver tabla III.)

b) Para la categoría R1, no aplica el cargo adicional por exceso de consumo respecto al período de referencia.

Categoría R2

a) Cálculo del incentivo a la reducción del consumo:

$$B_{R2} = (0,95 \times C_b - C_i) \times b_{R2} \text{ , para } C_i < 0,95 \times C_b$$

El incentivo equivale al ahorro en m³ del bimestre facturado C_i respecto del 95 por ciento del consumo bimestre base C_b , multiplicado por el valor unitario del incentivo b_{R2} . (ver Tabla III.)

b) Cálculo del cargo adicional por exceso de consumo respecto del bimestre base:

$$A_{R2} = (C_i - 1,05 \times C_b) \times a_{R2} \text{ , para } C_i > 1,05 \times C_b$$

El cargo adicional se calcula multiplicando el exceso del consumo en m³ del bimestre facturado respecto del 105 por ciento del consumo del bimestre base, por el valor unitario del cargo adicional a_{R2} . (Ver tabla III.)

Categoría R3

a) Cálculo del incentivo a la reducción del consumo:

$$B_{R3} = (0,9 \times C_b - C_i) \times b_{R3} \text{ , con } C_i < 0,9 \times C_b$$

El incentivo equivale al ahorro en m³ del bimestre facturado C_i respecto del 90 por ciento del consumo bimestre base C_b , multiplicado por el valor unitario del incentivo b_{R3} . (Ver tabla III.)

b) Cálculo del cargo adicional por exceso de consumo respecto del bimestre base:

$$A_{R3} = (C_i - 0,9 \times C_b) \times a_{R3}$$

El cargo adicional se calcula multiplicando el exceso del consumo en m³ del bimestre facturado respecto del 90 por ciento del consumo del bimestre base, por el valor unitario del cargo adicional a_{R3}. (Ver tabla III.)

En la tabla III se presentan los valores correspondientes a b_i y a_i para cada categoría de consumo, según la categorización vigente en el año 2007.

Tabla III

Valores de los incentivos y cargos adicionales del Puregas

Categoría	Incentivo b _i [\$ / m ³]	Cargo adicional a _i [\$ / m ³]
R1 Consumo menor o igual a 500 m ³ /año	0,143651	N/A
R2 Consumo entre 501 y 1000 m ³ /año	0,143651	0,111362
R3 Consumo superior a 1000 m ³ /año	0,143651	0,111362

Estos valores fueron actualizados en octubre de 2008, pero posteriormente se decidió retrotraerlos a los valores que regían en 2007. Esta decisión fue comunicada por el Enargas a las distribuidoras mediante la nota 9.200.

De la metodología expuesta, se desprende que respecto del PURE, los usuarios más afectados son quienes consumen más de 1.000 m³ anuales, enfrentando cargos adicionales en caso de no ahorrar respecto del 90 por ciento del bimestre base.

3.8. Algunas conclusiones sobre los cambios tarifarios en el mercado del gas

El proceso de renegociación reseñado lleva aparejada diversas consecuencias que requieren su consideración y corrección.

En primer lugar, la existencia de múltiples negociaciones abiertas, con distintos ritmos de implementación, da lugar a una profunda dispersión tarifaria. Esta dispersión no se basa sólo en criterios objetivos, tales como las diferentes categorías de usuarios y la ubicación geográfica. Los diferentes ritmos de la renegociación dan lugar a importantes diferencias tarifarias.

Un caso testigo es el de Metrogas. Pese a que su área de abastecimiento tiene proximidad geográfica con la de Gas Ban S.A., sus tarifas difieren notablemente (ver en anexo VI). Estas diferencias no se basan en cuestiones de abastecimiento (proximidad de la cuenca que provee el gas y costo de transporte) ni en un sistema específico de subsidio o excepción de cargos. El hecho crucial es que Metrogas no ha concluido su proceso de renegociación en el marco de la ley 25.561. Estas diferencias plantean serias inequidades entre los consumidores de distintas distribuidoras, que por un servicio similar están pagando tarifas sustancialmente diferentes.

Los cambios de ritmo en una misma negociación acarrear otro problema: la falta de gradualidad en el ajuste tarifario. Al demorarse el proceso de renegociación teniendo en miras el costo político de la suba de tarifas, cuando finalmente se decide implementar el ajuste se produce un salto sustancial en los costos de los usuarios. El problema central es la existencia de cláusulas retroactivas, que acumulan los aumentos no concedidos a medida que se demora la negociación. Los aumentos demorados se suman entonces a los aumentos que corresponderían al período facturado por variación de costos u otros ajustes.

A esto hay que sumar el impacto conjunto de los aumentos tarifarios derivados de diferentes renegociaciones y “mecanismos de recupero de costos” (léase “cargos”). En el ejemplo de Gas Ban S.A., la resolución 445/08, de octubre de 2008, implementó de manera simultánea un aumento del gas en el PIST, ajustes por artículo 4.2 a 4.6 del acta acuerdo, y reconocimiento estacional de mayores costos de transporte. La resolución 563/08, del 15 de diciembre de 2008, estableció el valor de los cargos tarifarios del decreto 2.067/08, con vigencia retroactiva a noviembre de 2008. El 16 de diciembre de 2008, la resolución 577/08 volvió a ajustar los precios en el PIST.

Este impacto conjunto, junto con el apresuramiento con el que se toman las medidas, fuerza muchas veces a su revisión por no haberse medido oportunamente tales impactos. Vimos el ejemplo de las excepciones en el tema de los cargos del decreto 2.067/08 (resoluciones 730/09 y 768/09).

La segmentación de los usuarios también acarrea problemas en la implementación de los aumentos. En particular, la segmentación de los usuarios residenciales produce saltos notorios en el valor facturado al aumentar el consumo del usuario (por ejemplo, por razones estacionales). Esto se intensifica si el aumento tarifario es paralelo al aumento del consumo. Así sería el caso de un usuario que antes era R2 2° y tenía congelada su tarifa, y que en virtud de ello aumentó su nivel de consumo a R2 3°. En paralelo se implementa el aumento que impacta sobre esta categoría. El salto será notorio por partida triple: por el aumento, por el cambio de categoría y por las multas por mayor consumo (PURE).

Otro problema que se presenta en la implementación de mecanismos de subsidios cruzados. Hay que comenzar por señalar que, en principio, se encuentran prohibidos por el artículo 41 de la ley 24.076. Además, cuestionan de manera cierta el principio de equidad tarifaria. Pero aún en el caso de que su implementación pueda ser considerada por razones de equidad (subsidio de usuarios de gas de red a usuarios de GLP), creemos que esta implementación debe necesariamente ser discutida en el ámbito parlamentario. Sólo allí puede discutirse si presupuestariamente existen otros mecanismos de financiamiento del sector a ser beneficiado por el subsidio.

4. Antecedentes del caso GASNEA

El Poder Ejecutivo nacional, a través del decreto 853 del 22 de junio de 1995, llamó a concurso público nacional e internacional para el otorgamiento de la licencia de distribución de gas por redes de las provincias de Chaco, Formosa, Entre Ríos, Corrientes y Misiones, creando una nueva zona de distribución, la Novena Zona.

La denominada Novena Zona, al momento de otorgarse las respectivas habilitaciones para prestar los servicios de distribución de gas por redes, no disponía de activos, clientes, ni facturación. Es decir que ésta fue la única licitación del sistema de gas en la que no se transfería un negocio en marcha.

Tal convocatoria tenía como objetivo que, hasta tanto se materializaran las condiciones de transporte de gas natural en la región, la empresa licenciataria que resultara adjudicataria pudiera construir y operar sistemas de distribución de gas por redes en la zona abarcada por las provincias mencionadas.

Es por ello que, en la modalidad adaptada en dicho proceso por el Poder Ejecutivo nacional, el Poder Ejecutivo procuró contemplar, las especiales características que tendría la actividad de distribución de gas por redes hasta tanto la zona fuese abastecida por gasoductos troncales.

A través del decreto 558 del 19 de junio de 1997, se adjudicó la licitación pública nacional e internacional para el otorgamiento de la licencia de distribución de gas por redes en las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa, Entre Ríos y Misiones, otorgándose al consorcio compuesto por BRIDAS CAPIC., GASEBA S.A., y Empigras S.A., la Distribuidora de GASNEA Mesopotámica S.A. (sociedad conformada de acuerdo a las estipulaciones del pliego de bases y condiciones de la licitación). La licenciataria inició sus actividades el 26 de junio de 1997.

Teniendo en cuenta que la zona licenciada no contaba con una estructura de gasoductos de transporte y distribución, se previó en el pliego de bases y condiciones, una serie de inversiones iniciales obligatorias en las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones.

Por otra parte, los compromisos de inversión en la provincia de Entre Ríos surgieron de un acuerdo suscrito entre la mencionada provincia y quien resultara adjudicatario, y del que no formaba parte el Estado nacional, declarando quienes la suscribieron que el Estado estaría indemne de eventuales reclamos que pudieran suscitarse en su consecuencia.

De esta manera, la intervención del Estado como licitante no generaba responsabilidad alguna por los incumplimientos, reclamaciones y daños y perjuicios que pudieran surgir de ese convenio. Más adelante la provincia de Entre Ríos juntamente con GASNEA S.A. con fecha 5 de julio de 1998 y 8 de enero de

1999 de común acuerdo efectuaron modificaciones al convenio.

Como vemos, el caso de GASNEA se presenta como un caso especial desde el origen, ya que la licencia fue otorgada en 1997 (casi 5 años después de las otras ocho distribuidoras) sobre un área sin gasoductos, no atendida por Gas del Estado en el pasado, en una zona de poblaciones distantes entre sí.

Como consecuencia de ello, el pliego de licitación no preveía un monto a pagar por la compra de acciones, porque no había activos para transferir. La licitación se basó en la cantidad de UP (usuarios potenciales) que los oferentes se comprometieran a incorporar en los primeros 5 años de licencia en las provincias del NEA: Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones. Sin embargo, las inversiones iniciales obligatorias necesarias para incorporar estos UP fueron reiteradamente incumplidas, aún con anterioridad a la crisis de 2001, como veremos más abajo.

Además, la caída del régimen de contribución por mejoras de la provincia de Entre Ríos y la crisis de 2001, afectaron la dinámica de la empresa. Ante este escenario y por decisión del directorio en la reunión del 30 de enero de 2002, principalmente como consecuencia de no poder hacer frente a los pagos financieros que se debían atender por la deuda con bancos del exterior, GASNEA S.A. se declaró en cesación de pagos, presentándose en concurso preventivo el 21 de febrero de 2002.

Con fecha 11 de marzo de 2002, el Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Comercial N° 4, Secretaría N° 8, declaró la apertura del concurso preventivo de acreedores de GASNEA S.A. y el 7 de julio de 2003 se presentó la propuesta de acuerdo preventivo. La deuda concursal, que ascendía originalmente a \$ 161.556.625, disminuyó a \$ 96.990.223 luego de la quita acordada. El pago del concurso prosiguió normalmente, correspondiendo su cancelación total a fines del presente año.

También la crisis provocó la salida de algunos de los accionistas de la empresa. El informe de cumplimiento del Enargas señala que algunas modificaciones de capital en infracción al régimen informativo de la licencia: transferencia de Bidas S.A. a Pan American S.A., adquisición de la provincia de Entre Ríos del 20 % y aumento de capital sin autorización en violación del artículo 7.4.2., 7.4.3., 7.4.5. y 7.4.6. del pliego de bases y condiciones.

Pero la modificación más importante fue la salida del grupo Gaz de France, operador técnico de la licencia, en el año 2002. Su participación (a través de Gas del Sur) fue adquirida por Consulyf, un consorcio compuesto por el Sindicato Argentino de Trabajadores del Sector Energético Fatlyf. Desde 2004, el Enargas autorizó a GASNEA su autooperación técnica.

En la actualidad, las participaciones accionarias de la empresa son las siguientes:

Tabla IV

Participación accionaria GASNEA

Accionista	Participación		Origen
	Directa	Indirecta	
CONSULYF	31,6882 %	-	Argentina
TEKSUM	26,9127 %	-	Argentina
Provincia de Entre Ríos	17,4004 %	-	Argentina
GASEBA	23,9987 %	-	Argentina
Total	100 %	-	

En la actualidad, GASNEA cuenta con casi 56.000 clientes (51.575 usuarios residenciales, 4.110 usuarios comerciales, 175 usuarios industriales y 46 usuarios GNC). La mayor parte de esta operación se realiza en la provincia de Entre Ríos, única provincia de la región abastecida con gas natural. Allí opera en las localidades de Concordia, Federación, Chajarí, San Salvador, Concepción del Uruguay, San José, Villa Elisa, Colón, Gualaguaychú, Larroque, Gualaguay, Crespo, Seguí, General Ramírez, Viale, Diamante, Libertador General San Martín, Villa Valle María, Oro Verde, La Paz, Piedras Blancas, María Grande, Hasenkamp, Victoria, Nogoyá, Aranguren, General Galarza, Urdinarrain, Macía, Rosario del Tala, Basavilbaso, Villaguay, Hernandarias, General Campos, Villa Montero, Hernández, Lucas González, Tabossi, Santa Helena y Aldea Brasilera.

GASNEA mantiene además una instalación de gas licuado de petróleo por redes en la ciudad de Formosa para más de 2.300 usuarios potenciales, con menos de 100 usuarios conectados.

Cabe señalar que las provincias del Noreste Argentino no tienen gasoducto que las abastezca de gas natural, salvo el gasoducto troncal "Aldea Brasilera", de Transportadoras de Gas del Mercosur (TGM), tendido en 1998 para una central térmica en Uruguayana (Brasil). El área de Entre Ríos es servida a través de este gasoducto troncal, de unos 450 km de longitud, cruza la provincia abasteciendo a GASNEA S.A. y Redengas S.A. Del gasoducto se desprenden más de 800 km de ramales de aproximación para atender las ciudades abastecidas (ver gráfico I).

El gasoducto "Aldea Brasilera" también pasa por ciudades del sudeste de Corrientes, como Paso de los Libres, por lo que existe un proyecto para tender un ramal hasta esa ciudad.

Por otro lado, el gobierno nacional ha lanzado en 2005 el proyecto del Gasoducto del Noreste Argentino (GNEA), un gasoducto que se construiría entre Yacuiba (Bolivia) y Santa Fe en la Argentina, con su traza pasando a pocos kilómetros de la ciudad de Resistencia (Chaco). Este gasoducto permitirá abastecer de gas natural la zona Norte de la licencia.

4.1 Régimen normativo de la licencia

La licencia de distribución de GASNEA le fue otorgada por un período inicial de 35 años, con una posible prórroga de 10 años adicionales.

El área de servicio de licencia abarca las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos (ver gráfico II). De esta última se exceptúa la extensión de las redes existentes del subdistribuidor autorizado a operar en la Ciudad de Paraná (Redengas S.A.). Cabe considerar que, de conformidad con el punto 2.2 de las RBLD, la licencia se otorga a la licenciataria con carácter exclusivo para el área de servicio.

Gráfico II

Zona de licencia GASNEA

Otra consideración importante es que, según el punto 2.4 del RBLD (riesgo del negocio), la licenciataria desarrollará y explotará el Servicio Licenciado por cuenta y riesgo propios. El otorgante no garantiza o asegura su rentabilidad.

GASNEA se adjudicó la licencia en base a una oferta de 225.522 usuarios potenciales, los que se reducirían al 40 % si las provincias del NEA no aprobaban un régimen de contribución por mejoras para financiar las redes domiciliarias.

Dentro de las obligaciones asumidas por GASNEA en su licencia se encuentra la de realizar las inversiones iniciales obligatorias (IIO) para proveer en tiempo y forma el servicio de suministro de gas por redes a los usuarios mínimos potenciales comprometidos (UPMC) de las provincias del Chaco, Corrientes, Misiones y Formosa incluidos en la oferta.

De acuerdo al pliego de bases y condiciones, la cantidad de UPMC para el conjunto de las provincias de Corrientes, Chaco, Formosa y Misiones es el mayor de los siguientes valores:

a) Veinticuatro mil (24.000) usuarios potenciales;

b) El cuarenta por ciento (40 %) de los UP comprometidos en la oferta, que alcanzaban 90.209 UPMC (la oferta previó 225.522 usuarios), en tanto no obtuviera la sanción de las ordenanzas por contribución por mejoras. De lo contrario, resultaba obligada al 100 %.

Como mínimo se debía abastecer a 4.000 usuarios en cada una de las cuatro provincias, quedando la distribución del resto a elección de la distribuidora.

Además, las IIO debían realizarse dentro de los primeros cinco (5) años de la licencia, según el cronograma que figura en la tabla V.

Tabla V

Cronograma de inversiones iniciales obligatorias (IIO)

Cronograma de Tareas	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
% ACUMULADO	0%	5%	15%	50%	100%
CANTIDAD UPMC	----	4.510	13.530	45.105	90.209

Según el pliego, las obras debían financiarse con una contribución máxima de capital de acceso a la red (CMCAR). Este es el monto máximo que la licenciataria podía cobrar por única vez a cada usuario potencial comprometido en su oferta, en forma directa con expreso consentimiento del usuario o a través de terceros interesados (provincias, municipios, entidades vecinales, cooperativas), en concepto de inversiones realizadas en redes y/o accesorios para proveer el servicio de suministro de gas por redes.

A los efectos de la licitación, el monto de la CMCAR se estableció en un máximo de pesos quinientos treinta (\$ 530) más IVA, sobre una base de pago al contado. Si este valor era menor a los costos reales de construcción, el pliego establecía que debía entenderse que esa diferencia era contraprestación que el oferente debía oblar para acceder a la licencia de distribución, y en ese supuesto, constituía renuncia contractual. La CMCAR incluía la provisión del medidor y la reparación de veredas.

La CMCAR podía instrumentarse a través de:

a) Un sistema de contribución por mejoras (CPM) o similar. En este caso, la licenciataria debía gestionar

ante la autoridad competente la norma respectiva que posibilite la contribución.

b) Un sistema de adhesión voluntaria (DAR).

Finalmente, de acuerdo con el pliego, GASNEA presentó una garantía de cumplimiento del contrato, por u\$s S 9.020.900 a favor del Enargas, incondicional y ejecutable total o parcialmente a mero requerimiento de la autoridad regulatoria. El monto de la garantía resulta de multiplicar dólares cien (u\$s 100) por la cantidad de UP.

El incumplimiento del ritmo mínimo de las inversiones iniciales obligatorias da lugar a la ejecución de la garantía por el monto que surja de multiplicar por cien (100) la diferencia entre el número de UPMA previstos y el ejecutado por GASNEA.

4.1.1. El acuerdo con la provincia de Entre Ríos

Una vez iniciado el proceso licitatorio para adjudicar al licencia de distribución de gas de la novena zona, la provincia de Entre Ríos sancionó la ley provincial 9.020, estableciendo una contribución por mejoras (CPM) para financiar parcialmente el proyecto denominado "Distribución de gas natural por redes a la provincia de Entre Ríos", cuya ejecución podía ser acordada por el Poder Ejecutivo provincial a la licenciataria que resultara adjudicataria de la novena zona. Dicha ley fue reglamentada por el decreto provincial 3.590.

La ley 9.020 estableció el valor de la CPM para los frentistas residenciales y comerciales en \$ 530 (sin IVA). Esta suma fue reducida posteriormente a \$ 480 (más IVA) por el decreto 3.590. Este monto debía ser abonado por los vecinos que tuvieran frente a su domicilio el tendido de la red que realizaba la licenciataria de la novena zona.

El artículo 11 de la ley preveía que el sujeto activo de la contribución por mejoras, de sus accesorios y sanciones, sería la licenciataria de distribución de gas de la novena zona por delegación de la provincia, la que efectuaría su determinación y percepción. A ese efecto, la licenciataria tendría todas las facultades que el Código Fiscal de Entre Ríos asignaba a la Dirección General de Rentas.

Asimismo, el artículo 13 establecía que la provincia no garantizaba la recaudación derivada de la contribución por mejoras, siendo por cuenta exclusiva de la licenciataria los riesgos derivados de la incobrabilidad de la mencionada contribución.

A principios de 1997, la provincia de Entre Ríos y la Distribuidora GASNEA S.A. firmaron un convenio para instrumentar el cobro de la contribución por mejoras y la ejecución de las obras. En dicho convenio se preveía que las obras llegarían a unos 104.000 usuarios potenciales.

El convenio incluía además un compromiso a través del cual la provincia de Entre Ríos otorgaría a la distribuidora (y a quien la sucediese conforme a la ley 24.076) el uso y goce irrevocable de las redes

de distribución y de los gasoductos de aproximación construidos, desde el momento de su entrega para su habilitación y durante todo el tiempo que aquéllos estuvieran afectados a la prestación del servicio público de distribución de gas.

También se preveía que el adjudicatario pagaría un monto de \$ 41 millones por el uso del gasoducto troncal que la provincia había construido a través de un acuerdo celebrado con TGN el 7/1/97. Dicho gasoducto respondía a la necesidad de proveer a la extensión del sistema norte de transporte de gas de la provincia, de modo que se vinculase la localidad de Aldea Brasileira con las ciudades de Concepción del Uruguay y Colón, que desde esta última se conectase con Concordia, y que desde Concepción del Uruguay se extendiera la red hasta Gualeguaychú.

Así, según el convenio, el adjudicatario de la licencia de la novena zona se comprometía a abonar a la provincia en concepto de contraprestación por el uso y goce irrevocable de las instalaciones correspondientes a los gasoductos de aproximación y redes de distribución de propiedad de la provincia, una suma que no podría ser inferior a pesos \$ 41.145.000, pagadera mediante depósito en la cuenta de la provincia en seis (6) cuotas iguales y anuales.

Ese valor se declaraba expresamente aceptado por la distribuidora y para el supuesto caso que tal monto no pudiera ser recuperado mediante la explotación del sistema de distribución, ésta renunciaba expresamente a reclamar directa o indirectamente diferencia alguna a la provincia y/o a solicitar al Enargas incrementos tarifarios por tal concepto.

El borrador del convenio fue incluido en el pliego licitatorio de la novena zona a través de la circular 11. Sin embargo, el punto 4 de esta circular incluía expresamente una cláusula de indemnidad para el Estado nacional, según la cual "...el Estado nacional declara que por el hecho de convocar a esta licitación, no asumirá ninguna reparación de tipo patrimonial derivada de incumplimientos del contrato que celebre la provincia de Entre Ríos y quien resulte adjudicatario de la licencia de distribución de gas por redes y reafirma el concepto de no ser parte de dicho contrato. Sin perjuicio de lo expuesto serán de aplicación para el caso de incumplimiento grave por parte de la licenciataria, las sanciones previstas en el pliego de la licencia y demás normas de aplicación por la autoridad regulatoria...".

Asimismo, en el propio convenio (punto 5 de sus considerandos, incluido por la circular 12), las partes declaran que el Estado nacional estará indemne de eventuales reclamos que pudieran suscitarse en su consecuencia, así como también, que su intervención como órgano licitante no genera responsabilidad alguna por incumplimientos, reclamaciones, daños y perjuicios que surjan del contrato.

En la igual línea de pensamiento, el artículo 1.1.2. apartado d) del pliego, estableció que la licenciataria tendría acción de resarcimiento contra la autoridad

local que incumpla con los compromisos adquiridos relativos a la licitación; así como también, que el Estado nacional no garantiza los compromisos adquiridos que no sean de jurisdicción federal. Así también, se dispuso expresamente que quien resultara licenciataria "...para la distribución renuncia a ejercer acciones contra el Estado nacional por los incumplimientos de las autoridades de ajena jurisdicción...".

Respecto al mismo, se hace necesario señalar que la provincia de Entre Ríos y GASNEA, con fecha 5 de julio de 1998 y 8 de enero de 1999, efectuaron modificaciones al convenio de común acuerdo. En la primer fecha se cambió el cronograma de obras, se incorporaron tres nuevas localidades al plan de obras y se precisó que las dos primeras cuotas del pago a la provincia se efectuarían en acciones (conforme la oferta de GASNEA le remitiera a la provincia el 26 de mayo de 1997). También se incorporó la última cuota de la contraprestación al régimen del préstamo provincial ya previsto para las cuotas tercera, cuarta y quinta, otorgándose a la licenciataria cinco (5) años de gracia para el inicio de la devolución del préstamo. De modo que de las seis cuotas a pagar por GASNEA a la provincia en concepto de contraprestación, las dos primeras lo fueron en acciones de la licenciataria y las restantes con un préstamo de la misma provincia.

Mediante la modificación del 8 de enero de 1999 se cambiaron los plazos, el cronograma y el plan de obras (cambios en localidades, ramales de aproximación y redes de distribución) vigentes a esa fecha.

A partir del mes de noviembre de 1998, comenzó por parte de los potenciales usuarios un proceso de desobediencia a la ley 9.020, coincidente con la campaña electoral en la provincia, que determinó un generalizado incumplimiento de la CPM. En función de ello, el 27 de julio de 2000, la recién asumida administración de la provincia acordó con GASNEA nuevos principios para el desarrollo de las redes de gas: se dejó sin efecto la financiación de las inversiones mediante la contribución por mejoras de la ley 9.020, se estableció que el costo y financiamiento de las redes e infraestructura necesarias quedaba a cargo de la provincia y se acordó que GASNEA cobraría a los clientes los cargos por servicios de conexión efectivamente prestados y el medidor, hasta entonces incluidos en la CPM. Además, por este acuerdo la provincia reconoció a la licenciataria una deuda de \$ 16.407.305 por las inversiones ya realizadas, y la licenciataria asumió la obligación de finalizar la construcción de las redes de distribución en ciertas ciudades. La validez del acuerdo quedaba sujeta a la sanción de una ley provincial.

La ley 9.295 convalidó el acuerdo mencionado precedentemente. Fue sancionada por la Legislatura de la Provincia de Entre Ríos con fecha 19 de diciembre de 2000 y promulgada por el Poder Ejecutivo provincial con fecha 15 de enero de 2001. En ella se estableció el reembolso por parte de la provincia del monto de las inversiones efectuadas por GASNEA (\$ 16.407.305),

la derogación de la ley 9.020 y el compromiso de la provincia para la continuidad de las obras a costo propio, hasta llegar a habilitar a los 105.770 usuarios potenciales comprometidos previstos en los pliegos de la licitación.

Como consecuencia de la crisis económica y para precisar los derechos y obligaciones que surgen de la ley 9.295, GASNEA S.A. y la provincia de Entre Ríos suscribieron un nuevo convenio con fecha 17 de julio de 2003, complementado posteriormente por el convenio del 9 de noviembre de 2004. Los aspectos salientes de dichos acuerdos fueron:

a) La obligación de la sociedad de llevar adelante las obras de refuerzo de los gasoductos por un monto de aproximadamente \$ 8.800.000. Al 30 junio de 2008 el saldo de esta obligación incluido en el rubro “otros pasivos” no corrientes de la licenciataria alcanzaba el monto de \$ 2.900.000).

b) El compromiso de la provincia a realizar todas las acciones necesarias para obtener de transportadora de gas del Norte la puesta a disposición de GASNEA S.A. de una capacidad de transporte contratada de 500.000 m³ día. Como contrapartida, GASNEA S.A. se comprometió a lograr una cantidad no inferior a treinta mil conexiones nuevas al término de los cuatro años de la firma del convenio. El inicio de la concreción de este plan se realizaría una vez obtenidas las autorizaciones administrativas necesarias para la puesta en funcionamiento de un fideicomiso que sería empleado para la financiación de estas obras. El valor de las conexiones a realizar comprometidas por GASNEA al 30/6/08, calculado a valores corrientes, ascendía a \$ 5.486.583.

c) Refinanciamiento de la deuda de la provincia hacia la sociedad, estableciendo compensaciones con los saldos que GASNEA S.A. adeudaba a la provincia en concepto de conexiones cobradas en virtud de la ley 9.295 y un plan de compensaciones con los pagos de las facturas que se devenguen por servicios de transporte de gas de CEGSA.

d) Ambas partes se comprometieron a evaluar y establecer anualmente el saldo de la mencionada deuda.

Los mencionados acuerdos fueron ratificados por el Poder Ejecutivo de la provincia el día 6 de agosto del 2003, mediante el decreto provincial 3.280; y el 19 de octubre de 2004, mediante el decreto provincial 5.185, respectivamente. El cumplimiento por parte de la sociedad de estos compromisos se supeditó a la renegociación con el gobierno nacional del contrato de concesión.

Finalmente, cabe citar lo que los estados contables de GASNEA a diciembre de 2008 señalan respecto de las inversiones en la provincia de Entre Ríos:

“...Asimismo, la incorporación de usuarios en la provincia de Entre Ríos es inferior al compromiso anual que surge del acuerdo suscrito con dicha provincia...”.

4.1.2. *El acuerdo con la provincia de Corrientes*

El 3 de marzo de 2001, el interventor de la provincia acuerda con GASNEA “adecuar los términos y condiciones” de la licencia para permitir a GASNEA la prestación del servicio de distribución a su cargo en las localidades de Paso de los Libres, Mercedes, Mocoretá, Monte Caseros y Curuzú Cuatiá, con gas natural.

La provincia se comprometió a poner a disposición de GASNEA el gasoducto de aproximación a Paso de los Libres, para lo cual celebraba con TGN un acuerdo sobre el cual asumía la responsabilidad de efectivo cumplimiento.

GASNEA se comprometía a su vez a construir los gasoductos de aproximación a las restantes localidades, y la provincia a participar en los costos con un aporte de \$ 5.000.000. El excedente de dicho monto estaría a cargo de GASNEA.

Este acuerdo no fue cumplido por las partes, y en la actualidad ha sido reemplazado en sus funciones por el Fideicomiso Financiero para el Desarrollo Gasífero de la Provincia de Corrientes (ver punto 4.3).

4.2. *El incumplimiento de las inversiones*

Hacia el año 2000, la licenciataria no había dado cumplimiento a las inversiones previstas para el segundo año de la licencia (abastecimiento a 4.510 UPMC). Es por ello que, mediante resolución Enargas 2.346/2001 el ente resolvió: 1) ejecutar la garantía de cumplimiento de contrato, por un monto de u\$s 451.000; 2) ordenar el restablecimiento de la garantía de cumplimiento de contrato; y 3) sancionar con multa de \$ 100.000 por incumplimiento de las inversiones obligatorias.

Mediante resolución 2.346 del 20/7/01 se informó a la Secretaría de Energía de la Nación la sanción aplicada y la ejecución de la garantía por el incumplimiento.

Al tercer año de la licencia, GASNEA tampoco había dado cumplimiento a las inversiones obligatorias previstas, ya que debió tener acumulado el 15 % de dichas inversiones. Adicionalmente a los referidos incumplimientos, debe mencionarse que la licenciataria tampoco ejecutó las inversiones obligatorias de los años siguientes.

El 7 de noviembre de 2001, la sala V de la Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Administrativo Federal resolvió la medida cautelar incoada por GASNEA S.A. El tribunal decidió conceder parcialmente la medida cautelar con carácter supletorio y con efecto material y temporal restringido, suspendiendo la aplicación de nuevas sanciones por el incumplimiento del régimen de inversiones, hasta tanto se resuelva el recurso de reconsideración y alzada en subsidio, interpuesto por la actora contra la resolución 2346/01 en todo lo referente a la readecuación de la licencia solicitada.

El 5/12/01 el Enargas interpuso un recurso de revocatoria contra la sentencia, pero el 15 de febrero

de 2002, el tribunal decidió rechazar el recurso de revocatoria. El tribunal agrega que, “en relación al cumplimiento o no de los requisitos de la eximente de responsabilidad denominada ‘fuerza mayor’, deberá ser resuelto en sede administrativa antes de ser tratado por este tribunal” y que “la excesiva demora [...] y la extensa dilación de los plazos [...] hacen presumir que no les serían imputables, lo que determina la existencia de apariencia de buen derecho”.

Con fecha 1/2/02 se remitió el expediente Enargas 6.087 y su acumulado 7.032 (incumplimientos tercer y cuarto año) a la Secretaría de Energía a efectos de analizar el temperamento a adoptar por el Poder Ejecutivo nacional respecto a la declaración de caducidad de la licencia de GASNEA S.A., recomendada por la autoridad regulatoria.

Dictada la resolución por parte del organismo de control, GASNEA S.A. efectuó diversas presentaciones tanto ante el Enargas, como ante la Secretaría de Energía, e incluso ante las autoridades ministeriales, con dos objetivos: *a)* demostrar que el incumplimiento de sus obligaciones de inversión no debía ser penalizado por deberse a eventos de fuerza mayor, y *b)* solicitar que el Plan de Inversiones Obligatorias aprobado originalmente fuera reemplazado por otro que tuviera en cuenta ciertos elementos que en sus presentaciones proponía.

Las causales de fuerza mayor invocadas por GASNEA S.A. como eximentes de responsabilidad eran básicamente dos: la masiva falta de pago de la contribución por mejoras que regía en la provincia de Entre Ríos y las dificultades halladas para obtener de las autoridades competentes, las habilitaciones y permisos necesarios para comenzar la realización de las obras en las provincias del Chaco, Formosa, Misiones y Corrientes.

4.2.1. *La posición de GASNEA*

El 17 de abril de 2000 GASNEA se dirige al Enargas por nota en referencia a las inversiones obligatorias y la declaración de “fuerza mayor”.

En la misma, señala que:

– “...Es necesario insistir en que los planes de obras de la provincia de Entre Ríos como las inversiones obligatorias de las cuatro provincias del NEA deben ser analizados en forma conjunta, ya que cada una tiene incidencia en la otra. Y que la brusca caída de los montos a facturar en Entre Ríos –por la caída de la condición original de recibir una ‘contribución por mejoras’– ha expuesto a la licenciataria a una situación altamente deficitaria...”. “...A ello habrá que agregar las injustificadas demoras de las autorizaciones municipales en las otras provincias...”.

– Toda sociedad comercial tiene sus pautas de inversión, recupero y rentabilidad que hacen a la razón de su existencia, las que han sido quebradas por causas ajenas a la voluntad de GASNEA.

– A partir de marzo de 1998 GASNEA lanzó en Entre Ríos un esfuerzo de comercialización informando los beneficios del gas natural y de las condiciones de financiación para el pago obligatorio de la contribución por mejoras (CPM) fijada por la ley provincial 9.020.

– Sin embargo, en la provincia hubo un proceso de desobediencia de la ley, generado a partir de la campaña electoral, por lo que existía una derogación tácita de la ley 9.020, lo que había causado “...una caída brusca de los montos a facturar por CPM, una exposición financiera altamente deficitaria, la imposibilidad de ejecutar las acciones comerciales y la realización de las obras [...] Todo esto implicará la paralización de todas las obras en ejecución, sin perjuicio de mantener la regular prestación del servicio en las instalaciones ya habilitadas...”.

– La compañía requería demás que se reconociera la situación de fuerza mayor, admitiéndose la suspensión del cronograma de inversiones en infraestructura previsto, hasta tanto la fuerza mayor fuera superada.

Asimismo, GASNEA presenta un dictamen legal sobre tales hechos y efectos, atentos a la responsabilidad del Estado nacional como parte del contrato de licencia. Se señala en el mismo que:

– Los contratos de licencia deben ser prolongados y permanentemente adaptados, en un proceso vivo que tienda a superar los inconvenientes y siempre a favor de la subsistencia.

– “...GASNEA tiene el derecho de exigir que el Estado nacional honre su compromiso de haber evaluado la viabilidad técnica y económica del proyecto con el mecanismo de repago de la ley 9.020, como lo demuestra el hecho de que el pliego de licitación tiene incorporado el texto de aquella ley, además de la oferta irrevocable entre el adjudicatario y la provincia de Entre Ríos...”

– Tiene el derecho a “percibir tarifas por el servicio de distribución, de obtener ingresos por mecanismos de CPM o DAR en todas las provincias de su área, de exigir de parte de la PER la construcción del gasoducto troncal y los gasoductos de aproximación a las diversas localidades.

– La alteración significativa de cualquier fuente de ingresos, en particular la de la CPM, por el volumen de los ingresos asociados (principal medio de ingresos), impacta en la totalidad de las actividades de la compañía.

– “...Los principios que surgen del artículo 1.198 del Código Civil, en cuanto a que los contratos deben celebrarse, interpretarse y ejecutarse de buena fe y de acuerdo a lo que las partes verosíblemente entendieron, son también aplicables a los del orden administrativo...”.

– En caso contrario, “...se estaría violentando el orden público, eximiendo al Estado nacional de mantener las condiciones de contraprestación de la licencia, cual es el mantenimiento de la ecuación económica

[...] También se trataría de un enriquecimiento sin causa por parte del Estado, que se beneficiaría con las inversiones en infraestructura sin que se le pagara al inversor una razonable compensación y rentabilidad por ello...”.

4.2.2. *El informe del Enargas de julio de 2001*

En los antecedentes del informe del Enargas de julio de 2001, el ente consideró que:

– GASNEA pidió que se reconociera la causal de fuerza mayor, manifestando haber suscrito con la provincia de Entre Ríos un acta por la cual la provincia se hace cargo de las inversiones.

– GASNEA informaba que, por la situación económica del país, el esquema previsto en la licencia para las provincias del NEA no resultaba viable, que los potenciales clientes no pueden afrontar el pago de las conexiones e instalaciones internas. El ejemplo concreto y elocuente era Formosa, donde GASNEA instaló una planta de vaporización de GLP y construyó redes de distribución para 2.623 UP, pero sólo existían 83 clientes adheridos al DAR, habiéndose conectado a esa fecha sólo 51 clientes.

– La empresa interpretaba que resultaba imperioso readecuar los términos de la licencia, redireccionando las inversiones obligatorias comprometidas, de manera que se le permita participar en la construcción de un gasoducto entre Paso de los Libres y Posadas, la construcción de redes de distribución de gas natural para 16.000 UP en Corrientes y Misiones y las de GLP en Formosa y Chaco para 4.000 UP.

– GASNEA señalaba además que el 4 de abril de 2001 había enviado una nota al ministro de Infraestructura informando que la provincia de Entre Ríos debía pagarle 16,5 millones de acuerdo al acta del 27 de julio de 2000, que mantenía impago un saldo de 15 millones, y que a raíz de esto y otras causas conocidas, no podrán garantizar el normal funcionamiento de la empresa.

Por último, el informe del Enargas concluyó sin perjuicio de la continuidad del proceso por el cual se analiza la decisión a adoptar por el Estado nacional sobre la prestación del servicio y el dictado del eventual decreto modificatorio de la licencia, proseguir en su sede el trámite de la sanción por el incumplimiento de la licenciataria, en tanto se dirime la cuestión principal.

Con respecto a la solicitud de la licenciataria de modificar las cláusulas de las inversiones obligatorias, el Enargas declara que no tiene competencia para ello.

4.2.3. *La solicitud de caducidad de la licencia*

El informe de cumplimiento de los contratos de distribución y transporte de gas de abril de 2004 realizado por el Enargas señalaba lo siguiente respecto a la licencia de GASNEA S.A.:

“...se cita el caso especial de GASNEA, para quien el ente ha solicitado la caducidad por incumplimiento de sus obligaciones, proceso que se encuentra sujeto a la resolución de la Secretaría de Energía y que cuenta con un amparo interpuesto por la licenciataria y considerado procedente por decisión judicial...”.

Esta aseveración del Enargas hacía referencia a la nota de elevación de las actuaciones de ese organismo regulador a la Secretaría de Energía de fecha 10 de febrero del año 2002. En la nota, el Enargas señalaba:

“...en los términos de los puntos 10.2.1 y 10.6.16 del capítulo X de las reglas básicas de la licencia de distribución de gas por redes en las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos, a efectos de analizar –en caso de considerarlo pertinente– las cuestiones de hecho y de derecho que estime conducentes para fundar el temperamento que adoptará el Poder Ejecutivo nacional respecto a la declaración de caducidad de la licencia de GASNEA S.A...”.

A través de la nota 1.337 de fecha 5 de octubre de 2005, la Secretaría de Energía, luego de analizados los antecedentes derivados del incumplimiento de las inversiones obligatorias, concluyó que no correspondía la declaración de caducidad de la licencia de GASNEA S.A.

Dicha nota afirma que su postura se sostiene en los siguientes puntos:

a) El Enargas no ha emitido la recomendación pertinente (se entendió que la nota de elevación de febrero era vaga al respecto, al solicitarle a la Secretaría de Energía que ella evalúe las cuestiones de hecho y de derecho para fundar una declaración de caducidad de licencia).

b) Los accionistas originales han cedido su participación mayoritaria a un nuevo accionista que manifestó su intención de acordar con el Estado nacional, así como también de cumplir las obligaciones emergentes de la licencia una vez que se le provea de un marco jurídico adecuado (transferencia accionaria a Consulyf).

c) Existe, desde fines de 2001, una justificada convicción en cuanto a la conveniencia jurídica y fáctica de modificar el plan de inversiones de la licencia.

d) La licencia de GASNEA S.A. está actualmente incluida dentro del proceso de renegociación contractual dispuesto por el artículo 9° de la ley 25.561 y sus normas reglamentarias y complementarias.

e) Se han suscrito sendas cartas de intención para el desarrollo gasífero de la región.

No obstante ello, indica además sobre la necesidad de preservar el derecho que le corresponde al Estado nacional por el incumplimiento de las inversiones obligatorias no realizadas por la licenciataria. En particular, a través del informe anexo, se encarga de cuestionar la pretensión de GASNEA de que el incumplimiento de las IIO se debía a caso de fuerza mayor. Al respecto, la nota 1.337 señala:

“...Sin perjuicio de ello, corresponde manifestar que la duda existente en las presentes actuaciones sobre la presencia de eventos devenidos de fuerza mayor o caso fortuito argumentadas por la empresa en cuestión, tendientes a rebatir la opinión de ese organismo regulador, queda, conforme surge del minucioso análisis efectuado a fojas 917-996 de las actuaciones en cuestión, con sustento a su vez en los informes elaborados por el ente regulador, totalmente saneada.

”En tal sentido, se concluye que el incumplimiento resulta jurídicamente imputable a GASNEA S.A., puesto que deviene de conductas u omisiones de la propia licenciataria.

”Consecuentemente, corresponde a ese ente regulador realizar de manera formal las pertinentes imputaciones por los incumplimientos que correspondan, para luego aplicar las sanciones que el caso eventualmente demande...”.

Las actuaciones administrativas enunciadas precedentemente se desprenden del expediente S01:0154764/2002, en el que también se incluyen las consideraciones vertidas con fecha 16 de mayo de 2008 por el Enargas, el cual comparte los criterios expuestos en la nota 1.337, estimando procedente dar continuidad al proceso de renegociación en curso ante la UNIREN, el que, una vez alcanzado, refiere dicho organismo, habilitará al mismo a dar continuidad a los trámites pendientes relacionados con los incumplimientos y las respectivas sanciones.

Con base en lo dicho, la Secretaría de Energía, integrante del Comité Sectorial de la UNIREN, expresó que debía continuarse con el proceso de renegociación considerando el criterio expuesto por el Enargas.

Zanjadas dichas cuestiones, y con sustento en las recomendaciones vertidas por la Secretaría de Energía y el ente de control, la UNIREN se abocó a la prosecución del proceso de renegociación respecto de la empresa GASNEA S.A.

Finalmente, cabe citar lo que los estados contables de GASNEA a diciembre de 2008 señalan respecto del cumplimiento de las IIO:

“...c) Usuarios potenciales mínimos comprometidos.

”A la fecha de preparación de los presentes estados contables la sociedad no ha podido dar cumplimiento en los plazos previstos a las inversiones iniciales comprometidas para el otorgamiento de la licencia en los términos originales del contrato de concesión [...] Este retraso se debe principalmente a la demora de las respectivas autoridades provinciales y municipales en el otorgamiento de las habilitaciones necesarias para ejecutar las obras...”.

4.3. *Los fideicomisos para el desarrollo gasífero de Corrientes y Entre Ríos*

Con fechas 29/8/05 y 9/9/05 se suscribieron los contratos de fideicomiso financiero para el desarrollo

gasífero de las provincias de Entre Ríos y Corrientes, respectivamente, adquiriendo el rol de fiduciario Nación Fideicomisos S.A. y correspondiendo a GASNEA S.A. las figuras de fideicomisario y de fiduciante.

Los contratos establecen un monto total de inversión de \$ 52.325.999 y \$ 162.732.000 por las obras a realizar, incluyendo impuestos y gastos, en las provincias de Entre Ríos y Corrientes, respectivamente.

La financiación de la inversión prevista se basa en aportes de las provincias (propios y los cedidos previamente por la Nación), devolución anticipada del IVA según ley 25.924 y aportes de inversores financieros.

Para la provincia de Corrientes se determina un primer período de construcción de obras por un monto total de \$ 87.000.000.

Los contratos especifican como obligación de GASNEA la cesión al fiduciario del derecho de construir y operar el proyecto, lo que incluye el cargo fideicomiso Gas (*roll-in* de tarifa) hasta la fecha de finalización del fideicomiso. También GASNEA debe aportar al fideicomiso la ingeniería básica y el desarrollo del sistema de expansión de gasoductos de las provincias, cediendo los derechos de uso del gasoducto de aproximación TGN - Paso de los Libres en la provincia de Corrientes.

En otras cláusulas del contrato figura el monto total de la emisión de valores representativos de deuda (VRD) necesarios para financiar la obra, y sus condiciones de emisión e integración.

El 29/9/05 se formalizó el correspondiente contrato de gerenciamiento para la provincia de Corrientes, mediante el cual GASNEA adquiere su condición de gerente de proyecto, teniendo a su cargo la prestación de servicios de gerenciamiento (dirección, control, abastecimiento y administración del proyecto) y otros servicios como inspección y supervisión de obras, control de calidad, etcétera. Por esta tarea, GASNEA percibe una remuneración en concepto de honorarios, a cargo del fiduciario.

Asimismo, se suscribieron los respectivos contratos de operación y mantenimiento y en febrero de 2006, mediante decreto del Poder Ejecutivo nacional 30/06 se ratificó la carta intención ya mencionada.

Respecto a la provincia de Entre Ríos, en el mes de noviembre de 2005 se suscribió el contrato de gerenciamiento, mediante el cual GASNEA S.A. cumple el rol de gerente de proyecto. También en esa fecha se formalizaron los contratos de operación y mantenimiento. Asimismo, el Enargas aprobó el plan de obras presentado oportunamente y, por decreto del Poder Ejecutivo nacional 139/06, se ratificó la carta intención emitida oportunamente.

Posteriormente, se licitaron y adjudicaron las obras en cuatro localidades de la provincia de entre Ríos: Concordia, Concepción, Gualeguaychú y Gualeguay.

Al 30 de junio de 2008 se había completado el tendido de cañerías en Gualeguay, incorporando a la red alrededor de 3.000 usuarios potenciales. Además, se

encontraban en estado muy avanzado las obras contratadas en las demás localidades.

En cuanto a la provincia de Corrientes, en el mes de febrero de 2008 se formalizó la licitación para la ejecución de las obras destinadas a la construcción de la red domiciliaria de gas en Paso de los Libres. También se confeccionaron diversos proyectos de obras que abarcan otras localidades de la zona centro-este de la provincia mencionada.

Cabe señalar al respecto que el esquema a través del cual se estructuran estos fideicomisos es el previsto por la ley 26.095 de “Cargos específicos”, cuestionada por nuestro bloque en el recinto de ambas Cámaras, y cuya declaración de inconstitucionalidad fue solicitada oportunamente por la Unión Cívica Radical.

5. Análisis de la propuesta

Las razones del proyecto de resolución se fundan en las siguientes consideraciones:

5.1. Consideraciones generales

La correcta interpretación del artículo 4° de la ley 25.790 obliga a esta comisión a encuadrarse dentro de las alternativas de lo ordenado: aprobación o rechazo de la propuesta remitida.

La norma impide la aprobación o el rechazo “parcial” de cláusulas que facultaría al Poder Ejecutivo a reanudar el proceso de renegociación sobre los puntos observados.

A pesar de dicha circunstancia la comisión eleva su dictamen a los fines de que el Congreso ejerza con plenitud la condición de revisor técnico y político sobre las cláusulas del acuerdo.

5.2. Consideraciones formales

Volvemos a observar el apuro y la improvisación en el procedimiento seguido y en el contenido del acuerdo, que no se compadecen con los años que el Poder Ejecutivo ha contado para finalizar el acuerdo

La UNIREN mejora el esquema de acuerdos anteriores anterior (verbigracia: EDELAP, terminales portuarias, Aguas Argentinas, autopistas, etcétera) acompañando los dictámenes de la SIGEN y la Procuración del Tesoro de la Nación, pero advertimos que insiste en aspectos objetados de una equivocada estrategia negociadora y, en esta oportunidad, de intencionales vicios formales que violan las disposiciones legales vigentes. Tales son:

5.2.1. La división temporal de la renegociación de las tarifas

La UNIREN persiste en negociar un “régimen tarifario de transición”, tarifa transitoria que determina un aumento del 27 % sobre la actual tarifa de distribución promedio para todos los usuarios, para abrir después las puertas a una nueva “revisión tarifaria integral” (RTI) o a una modificación durante el período de transición

contractual “en el supuesto de producirse modificaciones de carácter impositivo, normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que afectaren al Servicio Público de Distribución de Gas Natural”, que determinarán finalmente una tarifa mayor para el futuro.

Estas revisiones exceden incluso el alcance y vigencia de las leyes de emergencia que autorizan la revisión contractual.

Esta modalidad obliga entonces al Poder Ejecutivo a remitir al Congreso Nacional y a la Comisión Bicameral el acuerdo nuevamente (firmado durante la vigencia de la ley de emergencia), por estar comprendido en el ámbito de sus competencias temporales.

Coincidentemente, el entonces senador López Arias de la bancada oficialista en el seno de la comisión ha expresado observando los dictámenes de la mayoría que: (versión taquigráfica de la Comisión Bicameral, H.C.D., 15/11/05):

“...quiero decir –como lo he venido haciendo y para ser coherente con la posición inalterable que he tenido– que la renegociación definitiva de los contratos tiene que ser remitida a esta comisión. Esta es una observación que hice en los fundamentos al dictamen de la mayoría que ya he firmado y que quiero dejar claro para ser coherente conmigo mismo y con la posición que he venido planteando en todo momento. Obviamente, esto va a plantear algún problema de tiempo porque teóricamente la renegociación definitiva en el corto plazo tendría que estar terminada, o sea que prácticamente cuando vamos a estar aprobando el dictamen, va a estar en curso la renegociación definitiva. No tengo problemas en acompañar el dictamen de la mayoría haciendo esta salvedad en la que espero que se cumpla con este criterio de remitirnos en su momento a la Comisión Bicameral los resultados de la negociación definitiva”.

Esta circunstancia impropia viola el cometido de la ley “impulsando” de nuevo el procedimiento impuesto para su aprobación, contrariando los principios de razonabilidad y de economía procesal.

Se trata de un verdadero dispendio de actividades y recursos por falta de una “toma de decisión definitiva” sobre todos los aspectos del contrato sometido a revisión, y que medido por su actual resultado tendrá una acotada vigencia.

5.2.2. La audiencia pública

La audiencia pública se celebró con todas las debidas formalidades el día 17 de diciembre de 2008, en la ciudad de Formosa. Sin embargo, cabe destacar que en esta ciudad se presta servicio a menos de 100 familias, mientras la mayor parte de los usuarios de GASNEA están en la provincia de Entre Ríos. Consideramos que la elección de la sede de la audiencia violentaba la debida participación de los usuarios, los que debían trasladarse más de 500 km para hacer oír sus opiniones. Al respecto, el señor Gatti, particular

interesado de la provincia de Corrientes, señaló en la audiencia pública:

“...Llama una vez más la atención la recurrencia con que la UNIREN define el lugar de realización de una audiencia pública que a nivel regional reitera a Formosa como sede seleccionada, cuando en la región la única provincia que dispone de un servicio de gas natural es la provincia de Entre Ríos. El más elemental sentido común hubiera sindicado a ésta como sede, ya que es la única que puede opinar con sustento sobre la calidad del servicio. Una vez más lo legal no se compadece con el sentido común y el interés general...”

5.3. Consideraciones sustanciales

Previo a analizar puntualmente el acta acuerdo, debemos reflexionar sobre el marco político general que supuso el proceso de renegociación de los contratos de servicios públicos. Esta reflexión es aplicable a todos los contratos contenidos en el decreto 311/03.

Nada mejor que recordar el pensamiento del gobierno, manifestado con claridad y contundencia por el entonces presidente de la Nación Néstor Kirchner en oportunidad de su discurso ante la Asamblea Legislativa Nacional el día 1° de marzo de 2005:

“...Tenemos absolutamente en claro que se trata de la más importante discusión de intereses pendientes”. [...] Tenemos plena conciencia de que en esa discusión de intereses económicos y del modo que la resolvamos se perfilará la Argentina que sustituirá a la Argentina del saqueo, del negociado, la expoliación, el aprovechamiento de las ventajas que dan las posiciones dominantes y la ganancia fácil, garantizada a costa de los que menos tienen.” [...] No nos va a temblar el pulso para tomar las decisiones que tengamos que tomar, ni tendremos exigencias exorbitantes a lo que la realidad económica de los servicios indique, pero es forzoso aclarar desde el Estado que el gobierno defenderá con uñas y dientes los derechos del pueblo argentino”.

Una buena metodología de análisis entonces nos llevará a verificar si el acuerdo cumple con dichos postulados, y si se ajusta a derecho el contenido de sus principales cláusulas:

5.3.1. El carácter del acuerdo

En la cláusula segunda, denominada “Carácter del acuerdo”, se establece que: “El acuerdo celebrado [...] comprende la renegociación integral del contrato de licencia de distribución de gas natural [...], entendimiento que concluye el proceso de renegociación desarrollado conforme a lo dispuesto en las leyes 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204 y 26.456, y el decreto 311/03”.

Sin embargo, desde ya señalamos que el acuerdo no transcribe el resultado esperado por las leyes citadas.

Los vicios de procedimiento ya explicitados, y las cláusulas sobre régimen tarifario de transición (RTT), plan de inversiones, revisión tarifaria integral (RTI), mecanismo de monitoreo de costos (MMC), modificaciones durante el período de transición contractual, suspensión de acciones, etcétera, nos permiten aseverar que el proceso de renegociación contractual no ha concluido: el acta acuerdo no tiene carácter definitivo, sino que es parcial y transitoria.

El acuerdo integral y definitivo debe ser el producto de un proceso de renegociación contractual “sin cuentas o tareas pendientes”, que se encuentra motivado en y por la ley de emergencia y que para su vigencia requiere, como todo acto complejo, la conformidad de ambos poderes del Estado.

La UNIREN es la encargada de renegociar y finalizar los contratos en toda su dimensión, de acuerdo con las normas de la emergencia, sin desdoblamientos ni atajos.

Las atribuciones y alcances conferidos a la Comisión Bicameral por los artículos 20 de la ley 25.561 (“controlar, verificar y dictaminar sobre lo actuado por el Poder Ejecutivo”) y 4° de la ley 25.790 (“El Poder Ejecutivo nacional remitirá las propuestas de los acuerdos de renegociación al Honorable Congreso de la Nación, en cumplimiento de la intervención de la Comisión Bicameral de Seguimiento prevista por el artículo 20 de la ley 25.561”) no pueden sortearse.

La UNIREN no debe concertar actividades negociadoras para el futuro fuera de la vigencia de la ley de emergencia.

Como órgano del Poder Ejecutivo nacional tiene la obligación de remitir las propuestas al Congreso Nacional para su consideración definitiva, en tiempo y en forma.

Si este proceder se concreta, no contemplado en el espíritu de las leyes mencionadas, implicará un desvío y limitación de las funciones del Congreso de la Nación en el ejercicio de sus facultades de verificación y control. Se sustraerán de su competencia los acuerdos finalizados en el período de revisión que recién darán forma integral y definitiva a la renegociación contractual.

5.3.2. El esquema tarifario

5.3.2.1. Consideraciones generales

El acta acuerdo señala:

– Que: “...habiéndose realizado las evaluaciones pertinentes y desarrollado el proceso de negociación, se encuentra necesario y conveniente adecuar ciertos contenidos del contrato de licencia en función de preservar la accesibilidad, continuidad y calidad del servicio prestado a los usuarios, y establecer condiciones transitorias y permanentes que propen-

dan al equilibrio contractual entre el otorgante y el licenciatario...”.

– Que: “...a efectos de proveer a la licenciataria de los recursos necesarios para sostener la continuidad, calidad y seguridad del servicio público es necesario adoptar ciertas medidas transitorias que atenúen el impacto del incremento de los costos de prestación del servicio en la tarifa de distribución de la licenciataria...” (página 5 del acuerdo).

Estas citas nos permiten subrayar la insistencia de la UNIREN en establecer un mecanismo que divide temporalmente la readecuación tarifaria. Las objeciones a este mecanismo fueron desarrolladas en el punto 5.3.1. Sin embargo, en este capítulo procederemos a un análisis más detallado del esquema tarifario estipulado en el acta acuerdo.

5.3.2.1. El régimen tarifario de transición (RTT)

5.3.2.1.1. El aumento tarifario del acta acuerdo

El régimen tarifario de transición (RTT) es el régimen que determina las tarifas aplicables desde la entrada en vigencia del acta acuerdo (retroactivas al 1° de septiembre de 2008) hasta la finalización del período de transición contractual (31/8/09).

El RTT determina un aumento de las tarifas de distribución, en función de las pautas establecidas en la metodología del anexo I del acta acuerdo. Si el incremento de la tarifa de distribución fuera diferente al veintisiete por ciento (27 %), el Enargas deberá calcular la diferencia en más o en menos que se pudiera haber producido, y reconocer su efecto en la revisión tarifaria integral (RTI).

La metodología de cálculo del anexo I para el servicio de gas natural (prestado por GASNEA en la provincia de Entre Ríos) se aplica a todas las categorías de usuarios sobre las tarifas vigentes conforme a la resolución Enargas 3.465/06 (cuadro tarifario modificado en función del esquema de normalización del precio del gas en boca de pozo, ver punto 3.2). El cálculo debe considerar los siguientes parámetros y restricciones:

1) Los precios de gas en boca de pozo –diferenciados por cuenca de origen y categoría de usuario– contenidos en la resolución S.E. 1.070/08 (ver punto 3.4).

2) Un incremento en las tarifas de transporte del 20 % (ver puntos 3.6 y 5.3.2.1.2).

3) Los cargos fijos y las facturas mínimas no recibirán ajuste.

4) Teniendo en consideración los nuevos precios diferenciados de gas, se eliminan las diferencias diarias acumuladas contenidas en las tarifas actuales.

5) Los incrementos en la factura promedio con impuestos por categoría de usuario no deberán ser superiores a los incrementos porcentuales que figuran en la tabla VI:

TABLA VI

Categoría de usuario	Incrementos en factura promedio con impuestos (*) (**)
Residencial	
R1	0 %
R2-1°	0 %
R2-2°	0 %
R2-3°	10 %
R3-1°	15 %
R3-2°	20 %
R3-3°	25 %
R3-4°	30 %
SDB (***)	4 %
SGP1, SGP2 SGP3, SGG y GNC	10 %
GU	15 %

(*) En base a consumos del año 2006.

(**) Se excluirá de todo aumento a los usuarios esenciales (centros asistenciales públicos, entidades educativas públicas y/o privadas con subvención nacional, provincial o municipal, entidades religiosas, etcétera).

(***) El Enargas limitará el incremento a la categoría SDB en aquellos casos en que el SDB demostrara que no recupera el incremento propuesto a través de la facturación al conjunto de sus usuarios.

Para el cálculo de los aumentos a aplicar sobre la tarifa de distribución de las localidades abastecidas por GLP por redes (servicio de gas propano indiluido por redes, prestado por GASNEA en la ciudad de Formosa) el anexo I considera los siguientes parámetros y restricciones:

1) El precio del gas propano contenido en tarifa final se mantiene en los valores actuales.

2) Cuando la factura promedio con impuestos de los usuarios de GLP cuyo consumo anual –calculado en m³ equivalentes de 9.300 Kcal– resulte menor o igual al consumo máximo previsto para los usuarios de la categoría R2 2° de la zona/subzona de distribución de gas natural correspondiente, la tarifa no sufrirá ningún tipo de ajuste.

3) Cuando la factura promedio con impuestos de los usuarios de GLP cuyo consumo anual– calculado en m³ equivalentes de 9.300 Kcal– resulte superior al consumo máximo previsto para los usuarios de la categoría R2 2° de la zona/subzona de distribución de gas natural correspondiente, el aumento de la tarifa no superará el 10 %.

4) Se excluirá de todo aumento a los usuarios esenciales (centros asistenciales públicos, entidades educativas públicas y/o privadas con subvención nacional, provincial o municipal, entidades religiosas, etcétera).

Finalmente, el anexo I del acta acuerdo prevé que los valores de las tasas y cargos actualmente en vigencia recibirán un ajuste del 25 %.

El aumento tarifario establecido en el acta acuerdo entraría en vigencia a partir del 1° de septiembre de 2008, por lo que su aplicación efectiva debería tener carácter retroactivo.

Al respecto, la cláusula 21.3 del acta acuerdo señala que "...en caso de que el decreto PEN que ratifique el acuerdo de renegociación integral fuera dictado con fecha posterior a la mencionada cláusula cuarta, apartado 4.1, se asegurará a la licenciataria el acceso al diferencial que se devengará desde dicha fecha hasta la efectiva vigencia del presente instrumento, toda vez que resulta parte esencial del presente acta acuerdo, en razón de la proyección económica financiera incluida en el anexo III".

Como ejemplo de esta aplicación retroactiva de los cuadros tarifarios, la resolución del Enargas 3.729 del 4 de abril de 2007, al aprobar en forma provisoria los cuadros tarifarios y el cuadro de tasas y cargos correspondientes a Distribuidora Gas Natural Ban S.A., resultantes de la aplicación de los puntos 4.1, 4.2 y 4.7 del acta acuerdo ratificada por decreto del Poder Ejecutivo nacional 385/2006, instruyó a esta distribuidora a facturar los valores incrementales de la aplicación de los cuadros tarifarios aprobados para cada categoría de usuarios, por el período contemplado entre el 1° de noviembre de 2005 y el 31 de diciembre de 2006, en cincuenta y cinco (55) cuotas mensuales iguales y consecutivas, hasta su cancelación total.

Sobre la "retroactividad" de la adecuación tarifaria prevista en el RTT, el ex Defensor del Pueblo de la Nación ha expresado en distintas audiencias públicas:

"...en las distintas cartas de entendimiento que se vienen celebrando, el momento a partir del cual se comienza a cobrar el incremento tarifario no es uniforme, pues en alguna de ellas se lo autoriza en forma retroactiva, existiendo el riesgo de que aquellas empresas que no se vean beneficiadas con tal posibilidad lo soliciten, amparándose en el principio de equidad y trato igualitario entre todas las empresas, contenido en el punto 9°. Asimismo, especificó que debe hacerse efectiva la garantía del artículo 42 de la Constitución Nacional en cuanto a los derechos de los usuarios, específicamente en lo que se refiere a la protección de sus intereses económicos, permitiéndoles tener certeza de que lo que se abona es definitivo y cancelatorio" (conforme dictámenes UCR, citado expresamente).

De lo expuesto resulta claro que, a nuestro criterio, los incrementos tarifarios deberían entrar en vigencia a partir de la fecha del último acto administrativo asociado al acta acuerdo definitiva, ratificada por el Poder Ejecutivo, de modo de mantener el principio de irretroactividad tarifaria que es propio del derecho de los servicios públicos.

5.3.2.1.2. *El aumento de la tarifa de transporte*

Como vimos en el punto anterior, el anexo I del acta acuerdo prevé un aumento del 20 % en la tarifa de transporte. Este aumento es una readecuación destinada

a las transportistas TGN y TGS encubierta en la modificación de los cuadros tarifarios de la Distribuidora GASNEA, que elude de esta forma el control de este Congreso establecido por el artículo 4° de la ley 25.790. El análisis de este aumento se realizó en el punto 3.6.

Insistimos en que esta comisión no puede avalar esta adecuación tarifaria en el presente procedimiento, debiendo ser incorporado y analizado oportunamente en las actas acuerdo que concluyan de manera integral y definitiva los procesos de renegociación de las empresas transportistas de gas.

5.3.2.1.3. *El mecanismo de monitoreo de costos (MMC)*

En virtud del punto 4.2 del acta acuerdo, cada seis (6) meses contados a partir del ajuste tarifario previsto en los párrafos 4.1 se aplicará el mecanismo de monitoreo de costos (MMC), sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos.

Cuando del cálculo del mecanismo de monitoreo de costos (MMC), que se realiza en base a índices de aplicación automática, resulte una variación igual o superior a más/menos cinco por ciento ($\neq/\pm a =/- 5\%$), el licenciatario presentará al Enargas la fórmula referenciada en el anexo II del acta acuerdo y el ente debe iniciar un procedimiento de revisión.

La fórmula prevista pondera la incidencia de distintos índices e indicadores (IPC, IPIM, ICS, tipo de cambio) en los costos del servicio y del plan de inversiones estimados en la proyección económico-financiera de la empresa incluida en el acta acuerdo.

Mediante el procedimiento de revisión se debería evaluar la real magnitud de la variación de los costos de explotación y del plan de inversiones asociado, determinando, si correspondiere, el ajuste de la tarifa de distribución y de las tasas y cargos por servicios de la actividad regulada de la licenciataria.

Además, cuando la aplicación del mecanismo de monitoreo de costos (MMC) muestre una variación igual o superior al diez por ciento ($\neq/\pm 10\%$) respecto del último ajuste, la licenciataria podrá presentar un pedido extraordinario de revisión ante el Enargas, debiendo aportar toda aquella documentación que sea pertinente para determinar la incidencia y magnitud verdadera de la afectación (conforme punto 4.4 del acta acuerdo).

De acuerdo a lo determinado por el punto 4.5., el Enargas deberá resolver la revisión semestral o la revisión extraordinaria efectuada por la licenciataria, dentro del plazo improrrogable de sesenta (60) días corridos contados a partir de la fecha de recepción de la información de la licenciataria, cualquiera sea el caso de revisión de que se trate, disponiendo —de acuerdo al punto 4.6— el ajuste con carácter retroactivo a partir de la fecha de inicio de un nuevo semestre o a partir de la fecha de la solicitud extraordinaria.

El MMC y las revisiones consecuentes devengados entre el 1º de septiembre de 2008 y el 31 de agosto de 2009 (fecha en la que, según el acta acuerdo, debería haber concluido la RTI) debían ser expresamente incorporados a la revisión tarifaria integral, si dicho proceso hubiera finalizado en fecha. Sin embargo, el acta acuerdo previó que esto no ocurriría, y dispuso en el punto 4.4 que, en caso de no haber finalizado la RTI en la fecha prevista, se efectivizaría la aplicación del MMC establecido en los apartados 4.2. a 4.4, desde el 1º de septiembre de 2008 y hasta la culminación del referido proceso.

Con respecto al MMC, en la audiencia pública de Gas Ban S.A., la diputada América González afirmó que:

“El régimen tarifario de transición constituye la reinstalación del mecanismo de ajuste aplicado durante la década de los 90. En aquel momento se realizaba por la inflación de los EE.UU., ahora sobre la base de la variación de costos y en forma semestral [...] la ley 25.561 establece la prohibición de la indexación y ajuste de tarifas por cualquier índice nacional o extranjero, por lo que dicha cláusula merece nuestra impugnación”.

5.3.2.1.4. *El mecanismo especial por cambios impositivos o regulatorios*

Además de las revisiones más o menos automáticas previstas en función del MMC, el acta acuerdo también prevé otro mecanismo de revisión extraordinario que podría aplicarse durante el período de transición contractual, en el supuesto de “...producirse modificaciones de carácter impositivo, normativo o regulatorio de distinta naturaleza o materia que afectaren el servicio público de distribución de gas natural y que tuvieren impacto sobre el costo de dicho servicio y del plan de inversiones...” (cláusula 10.1 del acta acuerdo).

Ante esa circunstancia, el Enargas, a pedido del licenciatario, “...iniciará un proceso orientado a evaluar la afectación producida y su incidencia en los costos del servicio, cuyo resultado determinará –de corresponder– la readecuación de la tarifa...”. En la oportunidad en la que el ente se expida sobre la procedencia de la readecuación tarifaria, deberá disponer el ajuste de carácter retroactivo a la fecha de producida la afectación que motivó la solicitud de la licenciataria.

Sobre estas adecuaciones retroactivas ya hemos emitido nuestra opinión.

5.3.2.2. *La revisión tarifaria integral (RTI)*

La revisión tarifaria integral (RTI) es el procedimiento a implementarse a través del Enargas y que tendría por objeto determinar un nuevo régimen de tarifas máximas de la licencia, conforme a lo estipulado en el capítulo I, título IX, “Tarifas”, de la ley 24.076, su reglamentación y normas complementarias y conexas.

Según el punto 11.2 del acta acuerdo, el proceso de RTI de GASNEA S.A. se debía desarrollar en el período

comprendido entre el 1º de septiembre de 2008 y el 31 de agosto de 2009. Esta norma estipula también que, si como resultado de la RTI, la variación en la tarifa de distribución promedio calculada para todo el conjunto de los usuarios de la licenciataria, respecto de la tarifa de distribución promedio vigente a la fecha de aplicación de la RTI, fuera superior al veinticinco por ciento (25 %), la misma se trasladará a las tarifas en dos (2) etapas, en porcentajes similares, dentro del primer año de la fecha de entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante de la RTI.

De acuerdo a lo que se desprende del acta acuerdo, esta RTI debería encuadrarse en el marco de las revisiones tarifarias establecidas en el capítulo I, título IX, “Tarifas”, de la ley 24.076. Sin embargo, la diversidad de cambios regulatorios que han tenido lugar en el mercado gasífero argentino desde el año 2002, así como la detallada cláusula décimo segunda del acta acuerdo (que establece las pautas para la RTI), nos permiten adelantar un nuevo esquema reglamentario que afectará a las futuras revisiones tarifarias integrales, el cual transforma el marco regulatorio de la ley 24.076 sin una debida discusión parlamentaria.

Sobre este punto, el ingeniero Gerardo Rabinovich, especialista en materia energética, ha opinado lo siguiente:

“Resulta contradictorio que en la RTI regirá el capítulo IX ‘Reglamento del Servicio y Tarifas’ y su reglamentación y modificatorias a la ley 24.076 desconociendo el dictado de los decretos 180 y 181, la creación del Mercado Electrónico del Gas (MEG), el nuevo encuadramiento de clientes, la prohibición de venta de gas por parte de las distribuidoras a grandes clientes comerciales e industriales, el redireccionamiento de gas con nuevas rutas de transporte, el acuerdo de normalización de precios, etcétera. No sólo el contrato de concesión está sustancialmente alterado, sino que la ley 24.076 ya no responde a las nuevas condiciones del mercado del gas en la Argentina y por lo tanto resulta imposible adecuar esta realidad a aquellos principios.” (Ingeniero Gerardo Rabinovich, 12 de agosto 2005, “Jorge Lapeña y Asociados”).

Debemos señalar además que el acta acuerdo establece fechas precisas para que se inicie y concluya el proceso de RTI. Esta determinación precisa contrasta con la ambigüedad con la que, conforme al glosario, se cierra el período de transición contractual o la aplicación de las actualizaciones resultantes del MMC: “...hasta la efectiva entrada en vigencia de la revisión tarifaria integral...”. Esta divergencia lleva implícita la posibilidad cierta de no cumplir con la RTI en los plazos establecidos en el acuerdo, y por lo tanto, la necesidad de las empresas de contar con un mecanismo de actualización automático de la tarifa durante ese período.

Esta posibilidad ya se ha convertido en certeza en los otros acuerdos contractuales ratificados por el Poder Ejecutivo que preveían un mecanismo de RTI

(EDELAP, GASBAN, Distrocuyo, etcétera). Las RTI han sido suspendidas en estos casos, ya sea de hecho o normativamente (por ejemplo, la resolución del ENRE 60/06, del 13 de enero de 2006, dejó sin efecto las resoluciones del mismo ente 51/06 y 52/06, del 10 de enero de 2006, las cuales convocaban a audiencia pública para resolver acerca de las propuestas tarifarias para la RTI presentadas por las empresas Distrocuyo y Transener). Hasta la fecha, ninguna RTI ha entrado en vigencia efectivamente, mientras que todas las adecuaciones tarifarias del RTT que han sido aprobadas, lo han sido con retraso.

El principal problema de estas suspensiones es que mantienen de manera indefinida los mecanismos automáticos de revisión tarifaria, con la posibilidad cierta de la aplicación retroactiva de las actualizaciones resultantes y de la subsistencia de conflictos jurídicos latentes por la consecuente incertidumbre jurídica.

Respecto a las actualizaciones automáticas y retroactivas, y si bien el glosario del acta acuerdo señala que el período de transición contractual concluye con la "... entrada en vigencia de la revisión tarifaria integral...", se debe señalar que para el caso de Gas Ban S.A., la resolución del Enargas 3.729/07 autorizó aumentos tarifarios, aun para usuarios residenciales, a partir del 1° de enero de 2006, a ser facturados retroactivamente a partir de enero de 2008, por ser esa fecha de 2006 la fecha en la cual debía comenzar a regir el ajuste de la RTI, pese a que dicha RTI no ha concluido ni entrado en vigencia.

Finalmente, cabe considerar las particularidades de la RTI planteada para el caso de GASNEA. El punto 12.12 del acta acuerdo establece que en la RTI "...se considerarán diferentes materias atendiendo la experiencia, antecedentes, contexto y realidad de la región, para lo cual el Enargas podrá requerir los correspondientes lineamientos a la Secretaría de Energía a los fines de su resolución...". Según este punto, los temas a considerar se referirán –pero no se limitarán– a:

a) Niveles tarifarios que permitan la expansión de las redes de distribución, construyendo y operando las mismas.

b) Utilización de gas natural como combustible principal sobre el cual se expandirán las redes y su consideración en las tarifas.

c) Fijación de tarifas de distribución para las provincias de Corrientes, Formosa, Chaco y Misiones asumiendo la utilización de gas natural, y actualización de las tarifas de distribución para la provincia de Entre Ríos.

d) Conversión de multas por incumplimientos en obligaciones adicionales de inversión en la zona para incrementar el número de usuarios.

e) Obligación de inversión básica de la licenciataria: cantidad de fondos equivalentes a la que hubieran tenido que invertir para incorporar usuarios bajo el

esquema original (con GLP) más montos que surjan del punto d).

f) Situaciones no previstas en el contrato de licencia –como por ejemplo pasaje de *scraper*, medidores, cambio de traza (de corresponder) etcétera–.

g) Auditorías técnicas y ambientales a Redengas S.A.: reconocimiento tarifario.

h) Actualización del cargo por conexión de usuarios considerando su incorporación a red de gas natural, descontando la obligación básica de inversión de la licenciataria antes definido.

i) Mantener la obligación total de la distribuidora en inversión teniendo en cuenta el condicionamiento de la existencia de transporte para la región.

Como vemos, los principales conflictos de la licencia de GASNEA (y por los cuales el Enargas solicitó oportunamente la caducidad de la licencia) se mantienen en suspenso hasta la RTI. Esto implica prorrogar las obligaciones de inversión pendientes desde el año 1997 por un período aún indefinido, avalando los incumplimientos reiterados de la licenciataria.

Pero además, se transforma la RTI en una readecuación contractual plena, lo que por un lado desmiente el carácter integral y definitivo de la presente acta acuerdo, y por el otro sustrae del conocimiento del Congreso la modificación del contrato original y la resolución de los conflictos pendientes.

A su vez, el punto i) de la cláusula 12.2 condiciona el mantenimiento de la obligación total de la distribuidora en inversión al "...condicionamiento de la existencia de transporte para la región...", lo que podría abrir la puerta a una reducción sustancial de las obligaciones originales incumplidas, ya que se sujetaría su ejecución a la realización de redes de transporte, en particular el gasoducto del NEA.

Esta situación nos permite concluir la persistencia y prolongación del proceso de renegociación, lo que desmiente el carácter integral y definitivo que se pretende dar a la presente acta acuerdo.

Esto transforma a GASNEA en una licencia trunca: una reserva de un ámbito exclusivo de explotación a la espera de la concreción de los gasoductos troncales, antes que una efectiva expansión del servicio de gas por redes a las excluidas provincias del litoral argentino.

5.3.2.3. Conclusiones sobre el esquema tarifario

El punto de partida de este proceso de renegociación supone que las tarifas de los servicios públicos se encuentran congeladas y pesificadas hasta tanto se concluya la renegociación de los contratos.

Desde el punto de vista sustancial, la pesificación de los cuadros tarifarios implicó la pesificación de sus componentes.

El proceso de renegociación debe respetar las pautas señaladas por ley 25.561. A los fines de lograr la eficiencia y eficacia necesarias en el proceso de rene-

gociación, se previó este congelamiento tarifario hasta la efectiva finalización del proceso.

De esto se desprende que no resultaría correcto intentar normalizar un contrato acordando una tarifa de transición, dejando abierta la posibilidad de una nueva adecuación a partir del 2009, con pautas abiertas e indefinidas.

El acta acuerdo desnaturaliza lo que debiera ser una renegociación definitiva de “tarifas” por la vía de atajos reprochables:

a) Para la etapa transitoria, a partir del 1°-9-2008, se acuerda un aumento del 27 %, no sobre la base de un meduloso estudio de costos reales del servicio, sino en función de las necesidades económico-financieras del concesionario. Así el porcentaje acordado deviene arbitrario y discrecional.

b) Además, se establecen pautas de actualización automáticas, basadas en mecanismos indexatorios de la economía general [mecanismo de monitoreo de costos (MMC), en base índices oficiales de precios, salarios, etcétera] generando una incertidumbre contractual contraria a los postulados de la ley 25.561.

c) Tampoco puede argumentarse que dichas pautas están cerradas y acotadas, cuando la cláusula décima (10ª) permite abrir nuevamente la revisión tarifaria en abiertos supuestos de modificaciones de carácter impositivo, normativo o regulatorio.

Al respecto, hay que señalar que el mismo oficialismo, en el seno de la comisión bicameral, ha expresado su disconformidad con esta ambigüedad:

“Teniendo en cuenta la forma en que se encuentra redactada la cláusula del acta acuerdo, es dable señalar que debería propiciarse la reformulación de dicha cláusula toda vez que se debe explicitar las modificaciones que pudiere haber a futuro por cuestiones normativas y/o regulatorias que tengan impacto sustancial en el contrato, ya que lo contrario implicaría generar un margen de interpretación ambigua en la cláusula en análisis, y por ende, generar eventuales reclamos por parte de la concesionaria” (dictamen del PJ sobre Distrocuyo S.A. respecto al contenido de la misma cláusula).

De este análisis crítico surge la verdadera “incertidumbre” que genera este tipo de ambigüedades para el futuro próximo, aleatoriedad que permite describirse como verdadera espada de Damocles para los usuarios a partir de la ratificación efectiva del presente acta acuerdo.

Como en otras oportunidades, recordamos entonces que: “las atribuciones de la administración pública en materia de tarifas no se ejercen en forma discrecional, sino sujetas a la demostración objetiva del fundamento de las modificaciones que se efectúen” (Corte Suprema de Justicia de la Nación, confr. *Fallos* 321:1784).

5.3.3. Tarifa social

Finalmente, un punto esencial es la ausencia de una política clara de tarifa social. La cláusula decimotercera del acta acuerdo considera los principios básicos que deberían aplicarse en este aspecto en el futuro.

“...Cláusula decimotercera. Tarifa social:

”En caso de implementarse un régimen jurídico que contemple un sistema de tarifa social dirigido a sectores que se encuentran en condiciones de vulnerabilidad socioeconómica la autoridad nacional tomará en cuenta los siguientes lineamientos básicos:

”a) Obligación del licenciatario de incluir a los hogares indigentes en el régimen de tarifa social.

”b) Los potenciales beneficiarios del régimen de tarifa social serán determinados previamente por la autoridad del área social del Poder Ejecutivo nacional. Serán beneficiarios del régimen los hogares indigentes que cumplan con requisitos relacionados con: nivel de ingresos, composición del grupo familiar, situación ocupacional, características de la vivienda, cobertura de salud, considerando el hogar respectivo como unidad de análisis.

”c) Los beneficiarios deberán encontrarse inscritos en un padrón elaborado y habilitado al efecto por la autoridad del área social del Poder Ejecutivo nacional.

”d) Los beneficiarios deberán tener un consumo de gas que no supere valores preestablecidos.

”e) El importe del subsidio tarifario por consumos de gas a percibir por los usuarios del régimen figurará detallado en la factura como descuento del valor vigente, para el consumo correspondiente, del cuadro tarifario aprobado por la autoridad competente.

”f) El régimen de subsidio incluirá también los costos de conexión y una única reconexión del servicio.

”g) La calidad de servicio del suministro beneficiado por el régimen será la misma que para el resto de los usuarios de la misma categoría.

”h) Los beneficiarios deberán ser titulares del suministro habilitado y no disponer de más de una única vivienda propia, que deberá ser su lugar de domicilio.

”i) El régimen de tarifa social será cubierto con el compromiso y accionar conjunto del Estado y del licenciatario, mediante el razonable aporte del Estado, de los usuarios no comprendidos en este régimen de tarifa social y del licenciatario, circunscribiendo este último su colaboración y los aportes a aquellas tareas necesarias para la aplicación del régimen, poniendo a disposición sus departamentos administrativos, comerciales y operativos con el objeto de facilitar la implementación y posterior funcionamiento del régimen de tarifa social a los usuarios comprendidos en el mismo...”.

Sin embargo, y aunque esta cláusula se encontraba ya en el Acuerdo de Gas Ban S.A. ratificado en abril de 2006, nada se ha hecho para implementar este régimen. Urge por lo tanto la discusión parlamentaria de una ley de tarifa social, que defina el “grupo meta” de la protección y los mecanismos efectivos de financiamiento

[que no sea precisamente la vaguedad del inciso *i*) de la cláusula decimotercera del acta acuerdo]).

Nótese que el mecanismo a implementar según el acta acuerdo requiere una mirada focalizada, de carácter censitario [inciso *c*)], que se combina con un parámetro de nivel de consumo [inciso *d*)].

En Latinoamérica existen diferentes maneras de manejar un sistema de subsidios que permita el acceso y el consumo de servicios públicos esenciales a sectores de menores recursos a un costo razonable (lo que entendemos por “tarifa social”).

En primer lugar, existen mecanismos que se centran en subsidios focalizados con comprobación previa y directa de medios y condiciones de vida de los hogares. Este es el caso de Chile con la electricidad, el cual se combina con un único bloque tarifario residencial, sin posibilidad de subsidios cruzados en una misma región ni entre regiones.

Otro segundo modelo utiliza como “proxy” de la focalización en las características de los hogares, las características de las zonas o viviendas donde los hogares se asientan. Colombia utiliza la zonificación, asignando subsidios de acuerdo a la ubicación geográfica de las viviendas.

Un tercer mecanismo es el mecanismo en el cual el otorgamiento del subsidio esta vinculado al nivel de consumo, a través del uso de umbrales de consumo que resultan de una tarificación multiparte o en bloques, o descuentos por bajo consumo. Este es el esquema en que fue entrando progresivamente la Argentina (primero con el decreto 181/04, luego con el PUREE), en particular a partir de la resolución 1.070/08, que reconfiguró las categorías de usuarios residenciales, aumentando las tarifas de algunas de ellas con porcentajes diferenciales y exceptuando de aumentos a las categorías R1 y R2 1°.

Finalmente, el caso de *default* es el subsidio uniforme o generalizado, implementado en la Argentina desde 2002 hasta prácticamente la resolución 1.070/08, y que favorecía especialmente a los grandes usuarios residenciales, que no dudaron en calefaccionar sus piletas de natación con gas escaso, dado los bajos costos de las tarifas.

Ahora bien, ¿cómo evaluamos la efectividad de una tarifa social?

Una vez definido un grupo meta de familias o individuos que entendemos deben ser subsidiados en el acceso o consumo a los servicios, se evalúa a quiénes se excluye o incluye con esa definición. Esto nos permite determinar un error de exclusión, o sea, el porcentaje de hogares que merecerían el subsidio, pero que están excluidos por la definición del grupo meta; y un error de inclusión, sea, el porcentaje de hogares que no necesitan del subsidio, pero que lo recibirían por estar incluidos por la definición del grupo meta.

La teoría entiende que el paradigma basado en subsidios focalizados tiende a funcionar mejor en ambas

dimensiones (inclusión-exclusión) que el paradigma vinculado a bloques de consumo, quedando en el medio es esquema basado en la zonificación. La razón básica es que el consumo de gas (o de electricidad) se correlaciona débilmente con el ingreso per cápita de los hogares (y con su consecuente capacidad de pago). En cambio, aparece muy afectado por el tamaño del hogar y las condiciones del entorno que determinan su equipamiento. Familias numerosas y con equipos que no son eficientes energéticamente (situación que caracteriza al consumo multifamiliar de algunos hogares argentinos de menores recursos) consumirán mucho más que familias sin hijos que permanecen poco tiempo en el hogar (como es el caso de parejas de profesionales con mejor poder adquisitivo que viven en departamentos).

Estimaciones hechas para el caso de la electricidad por el economista Fernando Navajas, con un grupo meta que proteja al 30 % de los hogares más pobres del país, muestran un error de exclusión del 23 %, y un fenomenal error de inclusión del 70 %. Dos de cada tres hogares en deciles altos no reciben ningún aumento (conforme Fernando Navajas, “Tarifa social en el sector energético en la Argentina”, revista *Proyecto Energético*, año 26, N° 85 marzo/abril 2009, IAE, Buenos Aires).

Consideramos que un mecanismo de “tarifa social” focalizado debe ser instrumentado con urgencia por este Parlamento. Caso contrario, los aumentos del gas natural derivados de reestructuraciones pendientes continuaran afectando de manera desigual y inequitativa a los diferentes hogares argentinos.

Además, resta implementar medidas serias que aseguren el abastecimiento de gas natural. Los aumentos de tarifas no resuelven por sí sólo el problema de abastecimiento a mediano y largo plazo. Faltan medidas serias que movilicen las inversiones en exploración en el sector gasífero y que controlen el cumplimiento de las normas de la Ley de Hidrocarburos en lo que respecta a las obligaciones de exploración y explotación que tiene los permisionarios y concesionarios de yacimientos de gas. Con una oferta de gas menguante, las previsiones futuras del mercado del gas sólo auguran nuevos reajustes tarifarios.

5.3.4. Las multas

El informe de cumplimiento de los contratos de gas, al hacer referencia al informe Enargas sobre el estado de situación de las licencias de distribución de gas natural a septiembre de 2003, señala que la empresa Gasnea S.A. fue sancionada desde 1997 con multas que ascendían a 175 mil pesos, de los cuales habían sido abonados sólo 10 mil pesos, quedando multas pendientes por 165 mil pesos.

Además, cabe recordar que la resolución 2.346/01, mediante la cual el Enargas aplicó a GASNEA una multa por incumplimiento de sus obligaciones equivalente a \$ 100.000, ejecutó además la garantía presentada por

u\$s 451.000 y le ordenó la reposición de la garantía ejecutada. Esta sanción tiene una medida cautelar judicial que suspende los efectos.

A su vez, de la documentación remitida por la UNIREN surge que se adeudaban al Enargas los montos descritos en la tabla VII.

El informe de cumplimiento también señala que los procedimientos sancionatorios del Enargas son "...desvirtuados por la interposición de recursos administrativos de las empresas. Hasta tanto las sanciones no quedan firmes, no puede reclamarse el pago. Las licenciatarias, con o sin fundamentos, ponen recursos, reduciendo el efecto ejemplificador y preventivo de conductas que tienen las sanciones..." (página 40).

Al respecto entendemos que, si en el esquema tarifario se concede *–ab initio–* una recomposición que equilibra financiera y económicamente a la empresa, y que a los pocos meses se le abre la puerta a una recomposición que mejora aún más la ecuación empresarial, el tratamiento y el pago de las multas debería guardar adecuada relación con esa cuestión en el acuerdo.

Tal cual lo ha expresado el Defensor del Pueblo de la Nación:

"...El Estado debe proteger y consolidar su capacidad de *imperium* frente al incumplimiento en la prestación del servicio que se traduce en la aplicación de multas a cargo del concesionario..."

Cabe señalar que, conforme a lo establecido en la cláusula 12.2, inciso *d*), del acta acuerdo, se prevé la posibilidad de convertir las multas por incumplimientos en obligaciones adicionales de inversión en la zona para incrementar el número de usuarios, medida que puede ser implementada en el procedimiento de RTI. Esta norma nada dice de la ejecución de la garantía en dólares de la resolución 2.346/01, mantenida en suspenso por la medida de no innovar de la Sala V de la Cámara Nacional en lo Contencioso Administrativo Federal.

Consideramos entonces que las multas adeudadas deben ser pagadas o exigidas como incremento de capital destinado a financiar inversiones antes de cerrar la respectiva acta acuerdo, y que no corresponde a la UNIREN dejar en suspenso estas medidas hasta la celebración de la RTI.

TABLA VII
Multas pendientes GASNEA S.A. (1999-2008)

Año	Resol.	Fecha	Motivo	Monto
1999	1.298	18/10/1999	Incumplimiento señalización y vallado obra pública	5.000
2001	2.346	16/7/2001	Inversiones obligatorias (multa)	100.000
2001	2.346	16/7/2001	Inversiones obligatorias (ejecución de garantía, u\$s)	451.000
Subtotal pre 6-1-02				556.000
2002	2.483	28/1/2002	Índice comercial	10.000
2002	2.683	7/8/2002	Inpecciones GNC	20.000
2002	2.758	25/11/2002	Índice comercial	15.000
2003	2.828	18/9/2003	Índice técnico	5.000
2004	3.068	13/10/2004	Índice comercial	20.000
2004	3.080	15/10/2004	No información de modificación accionaria	150.000
2004	3.106	24/11/2004	Ampliaciones provincia de Entre Ríos	10.000
2004	3.124	23/12/2004	Incumplimiento control de obra realizada por terceros	20.000
2005	3.135	27/1/2005	Índice técnico	20.000
2005	3.271	22/8/2005	Índice comercial	20.000
2005	3.286	31/8/2005	Incumplimiento obligaciones notas Enargas 4.352/02 y 597/04	20.000
2006	3.427	6/2/2006	Índice técnico	40.000
2006	3.507	12/5/2006	Índice técnico	40.000
Subtotal post 6-1-02				390.000
Total *				946.000

* Pesificando ejecución de garantía resolución 2.346.

5.3.5. *Las inversiones*

La cláusula 7.1. del acta acuerdo establece que el licenciatario deberá ejecutar el plan de inversiones que se detalla en el anexo V del presente instrumento. El plazo máximo para la ejecución de las obras de dicho plan es el inicio del período estacional invierno del año 2009.

La cláusula 7.3. señala que el licenciatario informará al Enargas el grado de avance del plan de inversiones y, con la antelación necesaria, eventuales adecuaciones por motivos debidamente fundados. Asimismo, el licenciatario debe presentar un informe trimestral con cierre mensual auditado del estado de cumplimiento del plan de inversiones, admitiéndose un apartamiento de hasta un diez por ciento (10 %) en términos monetarios respecto de las previsiones comprometidas.

Según el anexo V, se prevén inversiones para los años 2008 y 2009. Para el año 2008, se prevén inversiones por \$ 812.000, de los cuales sólo \$ 202.000 están destinados a obras de expansión. Sin embargo, esta previsión contiene \$ 500.000 para obra de confiabilidad y seguridad, pero según nota al pie del anexo, el recupero de esta inversión "...está condicionado a la resolución definitiva de las controversias planteadas por GASNEA ante el Enargas, expediente ENRG 13.104. En caso de resultar procedente su recupero, dicho monto será descontado, siendo el total de inversiones de \$ 312.000...". Para el año 2009, se prevén inversiones por \$ 1.025.000, de los cuales sólo \$ 491.000 se destinan a obras de expansión.

Como surge de la cláusula 7.1, la realización de estas obras debería haber finalizado al inicio del invierno 2009 (junio de 2009). La culminación de estas obras debería haber sido ya informada al Enargas con su correspondiente informe trimestral. Sin embargo, de las constancias del expediente, enviado al Congreso en agosto de 2009, no surge dato alguno que permita corroborar el cumplimiento de estas inversiones.

De esta manera, no podemos convalidar un acta acuerdo que nace ya con incumplimientos totales o parciales.

Pero además, debe tenerse en cuenta que aún no ha sido resuelto el tema de las inversiones iniciales obligatorias, el cual fue demorado hasta la RTI. Estas son las inversiones esenciales de la licencia, que permitirían la expansión del servicio para los usuarios del Litoral.

Finalmente, cabe agregar que a través de los convenios para el desarrollo gasífero de Entre Ríos y Corrientes, las obras de expansión de transporte de gas natural son financiadas por las provincias y el Estado nacional, y repagadas por los usuarios a través de cargos específicos. Además, según la cláusula 12.8 del acta acuerdo (asignación para la conexión al gas de frentistas de redes sin servicio), el Enargas "...acordará con el licenciatario el procedimiento con el que se reembolsarán los costos de conexión e instalaciones

internas que financie el licenciatario en virtud de estos acuerdos...".

De estas afirmaciones puede deducirse que buena parte de las nuevas inversiones serán financiadas exclusivamente por el Estado y los usuarios, reduciendo el aporte de la GASNEA en este sentido, el cual se continúa posponiendo hasta la finalización de la RTI.

Debe recordarse que el contrato original, en las RBLD, contemplaba que los reiterados incumplimientos de las obligaciones de inversión podían llegar a acarrear la máxima sanción establecida, la caducidad de la licencia:

"...10.6. (Licencia del servicio de distribución gas natural) Causales de caducidad de la licencia: son causales que permiten declarar la caducidad de la licencia:

"10.6.1. El incumplimiento grave y reincidente de obligaciones a cargo de la licenciataria (incluyendo, sin carácter limitativo, el incumplimiento grave de las inversiones obligatorias o de las inversiones obligatorias adicionales, y la negativa sistemática e infundada a suministrar la información requerida por la autoridad regulatoria), debidamente sancionado por la autoridad regulatoria, que evidencie un reiterado incumplimiento de la normativa aplicable, de las decisiones de la autoridad regulatoria o de las disposiciones de la licencia...".

Estos argumentos, sumados a los que ya expresáramos al referirnos al cumplimiento del contrato, nos obligan a objetar la calidad y cantidad, tanto de las inversiones realizadas hasta ahora, como de las del plan propuesto para el futuro.

5.3.6. *La suspensión de acciones y reclamos*

La cláusula 18.1 del acta acuerdo prevé la suspensión de todos los reclamos, recursos y demandas entabladas o en curso, tanto en sede administrativa, arbitral o judicial de nuestro país o del exterior, que se encuentren fundadas o vinculadas en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la ley 25.561 y por la anulación del índice del PPI (*Producer Price Index* de los Estados Unidos de América), respecto al contrato de licencia. La suspensión debe abarcar las cuestiones referidas a los procedimientos de los reclamos, como también a los planteos de los aspectos de fondo, y deberá mantenerse hasta la entrada en vigencia del cuadro tarifario resultante de la revisión tarifaria integral.

A su vez, la cláusula 18.2.1 establece que, dentro del plazo de cinco (5) días hábiles de la efectiva aplicación del cuadro tarifario resultante de la RTI, el licenciatario deberá desistir íntegra y expresamente de todos los derechos que pudiera eventualmente invocar, como también a todas las acciones entabladas o en curso o que pudiera entablar, fundados o vinculados en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la ley 25.561 y a la

anulación del índice PPI, con respecto al contrato de licencia.

Nosotros debemos insistir en la posición ya sostenida por nuestro bloque respecto a la suspensión de las acciones. Consideramos en dictámenes anteriores que antes de la firma del acta acuerdo deberían desistirse, y no suspenderse, los procedimientos en trámite.

El propio oficialismo en el seno de la comisión ha admitido el error de procedimiento que implica aceptar primero la suspensión de las acciones, y luego el desistimiento o renuncia una vez que se logre el acuerdo tarifario definitivo. Al respecto, expresó en sus observaciones del dictamen de Distrocuyo S.A.:

“Que es necesario contemplar expresamente el desistimiento de la concesionaria y accionistas en forma íntegra e incondicionada a sus reclamos con motivo de la ley de emergencia, así como también contener la indemnidad al Estado y los usuarios por hechos de los accionistas, todo ello como condición previa a la firma del acuerdo”.

Dictaminar ratificando el contrato con esta observación, como lo viene haciendo la mayoría en el seno de la comisión, implica confiar en que el Poder Ejecutivo enmendará su error en los sucesivos contratos, de lo cual se desprenden dos conclusiones graves:

a) Que la observación no sea escuchada y se continúe con el esquema de “suspensión y luego desistimiento” tal como viene ocurriendo, pese a la advertencia de nuestro bloque.

b) Que, caso contrario, se corrija el error, sin importar la consecuencias que podría tener la consolidación de este esquema en los acuerdos ya aprobados, sobre todo al sentarse nuevamente las partes para definir el acuerdo tarifario definitivo, con la posibilidad de que el licenciataria utilice la acción suspendida como amenaza latente para lograr condiciones de renegociación más ventajosas.

Para ambas hipótesis, la conclusión no puede ser otra que el rechazo liso y llano de este acuerdo y la aplicación estricta del último párrafo del artículo 4° de la ley 25.790, es decir, vuelta atrás para renegociar de manera correcta este punto del acuerdo.

La misma UNIREN anticipó, en informes anteriores sobre la renegociación contractual con las empresas concesionarias, de similar situación al caso, que:

“Parecería contradictorio con el espíritu de colaboración y búsqueda de soluciones para la concesión que resulta de la suscripción del acta acuerdo, que la empresa tenga el potencial unilateral de continuar sus acciones arbitrales”.

La “suspensión” de las acciones en un proceso ya iniciado implica que la empresa tenga el potencial unilateral, a su arbitrio, de continuar sus acciones sin necesidad de acuerdo o conformidad de la contraparte.

La suspensión otorgada, y no el desistimiento, como paso previo a la renegociación, implica una verdadera contradicción para la colaboración y búsqueda de soluciones para la renegociación de esta licencia.

La diputada María A. González, en la audiencia pública de Gas Ban S.A. manifestó al respecto:

“El Tribunal del CIADI falló en forma favorable a la empresa CMS Energy, accionista minoritario de la Empresa Transportadora Gas del Norte, que obligaría a la Argentina a indemnizar en 133,2 millones de dólares a la empresa por los daños y perjuicios que supuestamente habría provocado la devaluación de la moneda. Ello obliga a reflexionar sobre la conveniencia de la renegociación contractual con empresas que por sí o a través de sus accionistas mantienen acciones judiciales ante el CIADI. El Estado no puede ni debe renegociar ningún contrato de concesión de servicios públicos hasta tanto la empresa titular del servicio y todos sus accionistas no desistan de cualquier tipo de acción judicial contra la Argentina, tanto en el ámbito local como internacional. Es inconveniente y puede resultar gravemente perjudicial para los intereses del país proceder a la renegociación integral del contrato sin que antes la empresa y todos sus accionistas desistan de la demanda ante el CIADI. La normativa establece que los concesionarios que efectúen reclamos por incumplimiento contractual, fuera del proceso de renegociación, quedarán automáticamente excluidos de dicho proceso. Por lo tanto, el presidente de la UNIREN debió haber interrumpido el proceso de renegociación y haber excluido a los concesionarios que mantuvieran sus demandas en los tribunales arbitrales del CIADI y otros, entre los cuales se encuentran los accionistas de GAS BAN”.

Cabe señalar que, si bien a la fecha no existe ninguna demanda entablada por GASNEA o sus accionistas en tribunales nacionales o extranjeros relacionada con hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida por la ley 25.561 y a la anulación del índice PPI, el operador técnico inicial de esta licencia, Gaz de France, transfirió sus participaciones accionarias a sus actuales poseedores con posterioridad a la declaración de emergencia, por lo que podría tener derecho a iniciar reclamos por la inversión aportada en el marco del Tratado Bilateral de Inversión con Francia.

Es por ello que reviste especial importancia la garantía de indemnidad establecida en la cláusula 18.3.1, la que expresamente establece:

“...18.3.1 Para el supuesto de que cualquier accionista del licenciataria, cuya tenencia accionaria sea actual o anterior a la fecha de firma del acta acuerdo, obtuviera en sede administrativa, arbitral o judicial, de nuestro país o del exterior, alguna medida, decisión o laudo que consistiera en una reparación o compensación o indemnización económica de la índole que fuera fundada o vinculada en los hechos o medidas dispuestas a partir de la situación de emergencia establecida

por la ley 25.561 y en la anulación del PPI, respecto del contrato de licencia, dicha medida, decisión y/o laudo (incluidos costas y honorarios) deberá ser afrontada a entero costo por el licenciataria, quien se obliga a mantener indemne al Estado nacional...”.

6. Valoración final

Lo reseñado evidencia gravemente la inconsistencia del acuerdo alcanzado, que no cumple con la directriz legal para la renegociación de los contratos que tienen por objeto la prestación de los servicios públicos.

No cumple con las diversas pautas que imponen los artículos 8°, 9° y 10 de la ley 25.561, y 4°, 5° y 6° de la ley 25.790:

1. Las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios y cualquier otro mecanismo indexatorio (artículo 8° ley 25.561). Esto impide el ajuste de las tarifas por variación de costos y el ajuste basado en índices.

2. El impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos (artículo 9° ley 25.561).

3. La calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente (artículo 9° ley 25.661).

4. El interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios (artículo 9° ley 25.561).

5. La seguridad de los sistemas comprendidos (artículo 9° ley 25.561).

6. La rentabilidad de las empresas (artículo 9° ley 25.561).

7. Y que en ningún caso queda autorizada la prestadora a suspender o alterar el cumplimiento de sus obligaciones (artículos 10 ley 25.561 y 5° ley 25.790).

Consideramos que éstas no son simples pautas de renegociación; son pautas en virtud de las que se delegaron en el Poder Ejecutivo determinadas atribuciones legislativas.

Es importante resaltar que se facultó al Poder Ejecutivo a renegociar con esas pautas, delegándole funciones propias del Poder Legislativo, las cuales están sujetas a revisión por esta comisión bicameral.

Esta comisión bicameral no puede entonces convalidar esta anomalía.

Debemos recordar que la metodología más apropiada (definida por el entonces senador nacional Capitanich y sugerida por la comisión para este proceso de renegociación de los contratos de los servicios públicos) consiste en analizar dos hipótesis bien diferenciadas: (1) la continuidad del contrato mediante renegociación o (2) la rescisión del contrato.

La hipótesis de renegociación indica la continuidad del proceso con el mismo concesionario o licenciataria, por lo cual se considera necesario promover un análisis metódico del numerador y el denominador de la ecuación, esto es, el flujo de percepción de ingresos

derivados de la tarifa por la cantidad demandada, y el costo de inversiones, operaciones y mantenimiento que cada empresa posee para cumplir con el objetivo de la prestación del servicio.

La identificación precisa de los activos perfectamente auditados y las proyecciones de las inversiones y de la ecuación económica y financiera de los servicios, constituyen aspectos relevantes para la toma de decisiones.

Una extensión mayor del proceso de negociación contractual podría ser perjudicial para la fijación de una estrategia adecuada. Por lo tanto no caben soluciones intermedias buscando atajos y/o violando los procedimientos establecidos por la ley.

En el extranjero, el ex Defensor del Pueblo de la Nación, Eduardo Mondino, ha declarado:

“No estamos de acuerdo con el mecanismo que eligió el gobierno de avanzar por medio de actas acuerdo transitorias para la renegociación de los contratos. Había que abordar la renegociación de manera integral. No sólo se da una dilación de tiempo, sino también que muchas de esas actas de entendimiento reproducen algunos vicios de las renegociaciones de la década del 90.

“...En la última década, las concesiones que se realizaron abundaron en generalidades contractuales y pocas precisiones. Los contratos estaban llenos de vericuetos que permitían apelaciones, demandas cruzadas entre el Estado y las empresas. En las cartas de entendimiento acordadas ahora no veo un cambio de fondo de lo que eran aquellas concesiones, sobre todo las que se hicieron por decreto. [...] Hay asimetrías evidentes, que son interpretadas de una manera por el Estado y de otra por las empresas, y eso genera conflicto. También, un régimen muy permisivo para financiar a larguísimo plazo multas que deben pagar los concesionarios [...] Prácticamente en ninguna de las actas de entendimiento hay aportes genuinos de las empresas. Hay financiamiento del Estado o aportes de los usuarios, por medio de la tarifa.”

Analistas especializados (Cfr.: *Balance del proceso de transformación de los servicios de infraestructura en la República Argentina. Bases para una agenda anotada*. Buenos Aires, 24-11-2003. Zuleta Puceiro, Fundación de Investigaciones Económicas y Sociales) han destacado que:

– Los ajustes de tarifas por índices de inflación de Estados Unidos representaron ganancias de las empresas que fueron superiores a las de otros sectores (sin considerar los impuestos ni la reinversión de utilidades).

– Las ganancias se visualizan como desproporcionadamente altas (predatorias) y el riesgo asumido por las empresas fue nulo.

– Los resultados de estas firmas contrastan con las ganancias más exiguas que tuvieron las otras grandes

empresas en el país y por eso las privatizadas ampliaron su participación en la economía.

– Las ganancias han resultado más altas que las que obtienen las mismas firmas en actividades similares en otras partes del mundo.

– Los mecanismos clave para lograrlo fueron: las cláusulas de ajuste tarifario por la inflación de los EE.UU., el incumplimiento de compromisos y las renegociaciones permanentes.

A modo de reflexión diremos que el único camino que le queda al Estado es renegociar los contratos analizando la verdadera estructura de costos de las empresas, viendo si existe la posibilidad o no de una reprogramación de las inversiones y justificar o sostener solamente aumentos tarifarios cuando sean indispensables para la prestación o expansión de los servicios; no para contemplar la situación económico-financiera de la empresa o sus problemas de liquidez y financiamiento.

Cabe señalar que, en relación con el análisis de información tenido en cuenta para evaluar la necesidad de readecuación tarifaria, la misma UNIREN, en la página 15 del informe de justificación del contrato, dice claramente:

“En relación con los datos económico-financieros declarados por las empresas, cabe resaltar que la información suministrada puso en evidencia las dificultades de análisis originadas en la falta de una contabilidad regulatoria apropiada sobre las empresas licenciatarias de servicio público, que permita obtener información ordenada y auditable sobre los costos e inversiones incurridas por las empresas en el cumplimiento de las obligaciones contenidas en las respectivas licencias”.

El mismo informe la UNIREN, en sus páginas 21 y 22, señala:

“El análisis desarrollado en el informe de cumplimiento infiere que, si bien no se encontraron incumplimientos en el desempeño de las empresas que justifiquen otras medidas, el método de control empleado para establecer dicha afirmación es, en ciertos aspectos ‘subóptimo’, dado que se han acotado, en las normas derivadas y en la práctica, los márgenes de atribuciones de supervisión estatal que permite la ley 24.076.

”Efectivamente, por tratarse de un esquema de control por resultados de la operación del servicio, esta característica del sistema dificulta o limita, en cierto modo, la posibilidad de calificar el cumplimiento de la totalidad de las obligaciones de las empresas. Los elementos aportados por el propio ente, los análisis realizados y las opiniones de organismos de control ponen en duda la eficacia de un sistema de control basado exclusivamente en controles *ex post*.

”Por el contrario, los elementos aportados para el informe indican que el Estado debe contar con ciertos mecanismos preventivos que tiendan a evitar o minimizar los costos económicos y sociales de gastos e inver-

siones en el sistema, y que aseguren la sustentabilidad del servicio a largo plazo.

”Es aquí donde el informe de cumplimiento de contratos muestra ciertas falencias en el control de la gestión de las licenciatarias desde la privatización, y plantea limitaciones para determinar incumplimientos.”

Lo expresado deja mucho margen para sacar conclusiones sobre la actuación y eficacia de los organismos de control. Pero lo más chocante de esta renegociación es que el incremento de tarifas no surge como consecuencia de un análisis detallado de costos probados obtenidos de una contabilidad regulatoria sólida y confiable, sino de información suministrada por la misma empresa cuya certeza y pertinencia es cuestionada por los mismos organismos renegociadores.

Además, una negociación efectiva que respete los intereses del Estado y evite la socialización de las pérdidas, debería evaluar y considerar efectivamente las ganancias obtenidas en todo el período contractual y las pérdidas ocasionadas por reiterados incumplimientos contractuales. No hay que repetir la experiencia de la década pasada cuando no se cumplía con las obligaciones asumidas, no se hacían las inversiones prometidas ni se pagaban las multas debidas, saneando posteriormente los incumplimientos con permanentes renegociaciones de los contratos.

En la actualidad, sectores importantes de la sociedad y su dirigencia demandan una revisión de los criterios y conceptos de la reforma del Estado y del proceso de privatizaciones. No se trata de una demanda por el retorno al modelo de gestión estatal. Se reclama una reestructuración de los servicios sobre la base de una nueva definición de las relaciones entre lo público y lo privado.

Estos reclamos incorporan definitivamente los elementos de la nueva realidad que enfrenta el país después de la crisis de la convertibilidad.

Toda reforma del modelo de gestión de los servicios de infraestructura debe tener como objetivo natural un cambio positivo en la organización de la prestación del servicio en función del interés del conjunto.

Se reitera, se trata de una verdadera oportunidad para el Congreso para que se exprese categóricamente sobre un caso concreto en materia de servicios públicos, concesionados en la década anterior, con todo lo que ello significa aún para el país que todavía no ha efectuado una evaluación seria y responsable sobre las consecuencias del modelo privatizador ejecutado en los años 90.

Ello obliga a todos los protagonistas de esta nueva etapa a dejar de lado dogmas y preconceptos, para dedicarse a lo que la propia ley 25.561 propone: encontrar un sendero contractual que preserve el interés nacional y los derechos de los usuarios.

Los mismos negociadores del Ejecutivo reconocen en sus informes que una de las razones fundamentales

del acuerdo es permitirle al concesionario una salida flexible a su situación.

El resultado en el tema tarifa, por ejemplo, es insatisfactorio toda vez que se advierte un aumento presentado como alivio para el usuario pero que opera como espada de Damocles sobre su cabeza a medida que avanza el contenido del acuerdo.

Es incomprensible con todo lo dicho que no se modifique radicalmente este estado de situación, como *conditio sine qua non* para que prospere un nuevo acuerdo (decía el ex presidente Kirchner: "...Tenemos plena conciencia de que en esa discusión de intereses económicos y del modo que la resolvamos se perfilará la Argentina que sustituirá a la Argentina del saqueo, del negociado, la expoliación, el aprovechamiento de las ventajas que dan las posiciones dominantes y la ganancia fácil, garantizada a costa de los que menos tienen. [...] No nos va a temblar el pulso para tomar las decisiones que tengamos que tomar, ni tendremos

exigencias exorbitantes a lo que la realidad económica de los servicios indique, pero es forzoso aclarar desde el Estado que el gobierno defenderá con uñas y dientes los derechos del pueblo argentino").

En consecuencia, resulta impostergable incorporar estas observaciones en cualquier acuerdo que se tilde previsible para el porvenir de los usuarios.

El Congreso de la Nación debe rechazar este acuerdo para que el gobierno enmiende sus errores en una nueva negociación con la empresa.

No se ha aprovechado al máximo el marco de la ley de emergencia para renegociar los contratos. Estamos a tiempo de encontrar el sendero correcto.

Una reciente historia de ineficacia y poca transparencia nos recuerda día a día que debemos modificar nuestra realidad en procura de un futuro mejor, que si no es para nosotros, por lo menos lo sea para nuestros hijos.

*Silvia B. Lemos. – Fernando Sánchez. –
Alfredo Martínez. – Gerardo R. Morales.*

Gráfico I

Sistema de transporte de gas del Litoral Argentino



Anexo 1 EVOLUCIÓN DE LA TARIFA DE GAS BUEN A.I.R. (2002-2008)											
Estructura de	Carga por 2007	Carga por 2008	Variación porcentual	Carga por m3 2008	Variación porcentual	Estructura de precios		Cambio de la tarifa		Estructura de la tarifa	
						2007	2008	2007	2008	2007	2008
Reserva de											
R 1	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	13.820.126	17.591.905	44.099	31.777	103%
R 2	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 3	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 4	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 5	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 6	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 7	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 8	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 9	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
R 10	7.573.607	15.884.751	329%	0.148.465	0.180.013	121%	12.820.126	17.591.905	118.898	133.116	143%
El monto de facturación para la categoría R 3-4 corresponde al Consumo del punto de uso de la categoría (1 Reducida)											
Servicio General											
PT 1-2											
On 0 a 1000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.145.256	0.183.024	34%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
On 1000 a 5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.131.416	0.152.823	24%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
Adm 00-5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.122.591	0.152.643	23%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
PSU (Categoría 3)											
On 0 a 1000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.145.256	0.205.044	31%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
On 1000 a 5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.131.416	0.242.228	181%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
Adm 00-5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.122.591	0.225.173	183%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
PSU (Categoría 4 B. Mayorista a 100.000 m3/mes)**											
On 0 a 1000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.145.256	0.205.044	344%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
On 1000 a 5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.131.416	0.242.228	244%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
Adm 00-5000 m3	30.806.701	14.281.948	32%	0.122.591	0.225.173	247%	12.775.134	17.529.630	33%	17.529.630	33%
Servicio Comercial											
SC**											
On 0 a 5000 m3	12.220.19	14.270.673	37%	1.103.618	1.401.615	87%	0.352.336	0.368.628.349	817%	0.368.628.349	817%
Adm 00-5000 m3	12.220.19	14.270.673	37%	1.103.618	1.401.615	87%	0.352.336	0.368.628.349	817%	0.368.628.349	817%
CHOC (Incluido)											
CHOC (Incluido)**	12.220.19	14.270.673	37%	0.05.646	0.05.646	17%	0.099.572	0.204.812.609	407%	0.204.812.609	407%
CHOC (Incluido)**	12.220.19	14.270.673	37%	0.05.646	0.05.646	17%	0.099.572	0.204.812.609	407%	0.204.812.609	407%
CHOC	12.220.19	14.270.673	37%	0.05.646	0.05.646	17%	0.099.572	0.204.812.609	407%	0.204.812.609	407%
Reserva de											
R 1	11.258.237	54.061.105	37%	5.440.532	1.241.830	82%	2.289.272	2.289.272	888%	2.289.272	888%
R 2	11.258.237	54.061.105	37%	5.440.532	1.241.830	82%	2.289.272	2.289.272	888%	2.289.272	888%

Cuadro A
Punto Costo del Servicio Comercial Incluido (SC) en el Costo de Transmisión del Servicio Comercial (TSC) (2007-2008)
0.27964 (2007)
0.27964 (2008)

* Para el cálculo de las variaciones porcentuales de estos cuadros, que deben compararse la variación de gas a través del MLI, se tuvo en cuenta el precio de gas y el margen de transporte que figuran en el Cuadro A.
** Las tarifas se encuentran expresadas en pesos.

Anexo III
EVOLUCION DE TARIFA GAS BAR S.A.
Impacto en los Cuadros Tarifarios del Aumento del Precio del Gas en el PIST (*)
(Decreto 18.104 y Resolución 346/106)

Categoría	Carga Fija Pos. 348502	Carga Fija Pos. 346106	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2002	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2008	Valoración Porcentual	Permisión Mensa 2004	Permisión Mensa 2008	Valoración Porcentual	Cantidad 2004 m³	Cantidad 2008 m³	Variable Porcentual
Residencial													
R1, R2 y R3	7,573587	7,573587	0%	0,140620	0%	0,152743	3%	12,625126	12,826126	0%	44,88	45,81	2%
Servicio Especial													
P1 y P2													
De 0 a 1000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,140256	0%	0,143925	3%	12,172134	12,172134	0%			0%
De 1000 a 5000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,131419	0%	0,136759	3%	12,172134	12,172134	0%			0%
Más de 5000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,122681	0%	0,126818	3%	12,172134	12,172134	0%			0%
P3													
De 0 a 1000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,140256	0%	0,211951	51%	12,172134	12,172134	0%			0%
De 1000 a 5000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,131419	0%	0,200144	55%	12,172134	12,172134	0%			0%
Más de 5000 m³	10,000751	10,000751	0%	0,122681	0%	0,196276	58%	12,172134	12,172134	0%			0%
	Carga Fija Pos. 348502	Carga Fija Pos. 346106	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2002	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2008	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2002	Carga por m³ 2008	Valoración Porcentual	Cantidad 2002	Cantidad 2008	Valoración Porcentual
Servicio General													
G													
De 0 a 5000 m³	10,723119	10,723119	0%	1,03528	0%	1,03528	0%	0,092324	0,104019	76%			76%
Más de 5000 m³	10,723119	10,723119	0%	1,03528	0%	1,03528	0%	0,085474	0,158180	83%			83%
Otros Usuarios													
GNC Inter-cambiador	10,723119	10,723119	0%	0,657293	0%	0,657293	0%	0,060332	0,152807	94%			94%
GNC Fines	10,723119	10,723119	0%	0,657293	0%	0,657293	0%	0,059332	0,102107	84%			84%
SOB	10,723119	10,723119	0%					0,056736	0,100473	45%			45%
	Carga Fija Pos. 348502	Carga Fija Pos. 346106	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2002	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2008	Valoración Porcentual	Carga por m³ 2002	Carga por m³ 2008	Valoración Porcentual	Cantidad 2002	Cantidad 2008	Valoración Porcentual
Grandes Usuarios													
U1-U3	11,256537	11,256537	0%	0,045562	0%	0,045562	0%	0,086223	0,160316	81%			81%
U4-U7	11,256537	11,256537	0%	0,045562	0%	0,045562	0%	0,086223	0,160316	81%			81%

(*) Las tarifas se encuentran expresadas en pesos.

Servicio U
EVOLUCION DE TARIFA GAS SAN S.A.
Incidencia del Cargo del Decreto 2007/08 en el Cuadro Tarifario de Gas San S.A. (+)

	Cargo Ppto 2008	Cargo por m3 Decreto 2007/08	Cargo por m3 2008	Variación Porcentaje	Consumo de la Medida de la Categoría 2008*	Consumo de la Medida de la Categoría 2007*	Variación Porcentaje
Residencial							
R 1	10,084475	0,188793	0,188753	9%	51,77	51,77	0%
R 2 1*	10,084475	0,188793	0,188793	0%	135,15	135,15	0%
R 2 2*	10,084475	0,188793	0,188793	0%	135,15	135,15	0%
R 2 3*	10,084475	0,153110	0,153118	0%	154,92	154,92	0%
R 3 1****	10,084475	0,238875	0,268875	31%	277,82	334,17	20%
R 3 2****	10,084475	0,247389	0,262399	55%	340,11	535,73	53%
R 3 3****	10,084475	0,301823	0,451923	53%	599,29	801,74	32%
R 3 4*	10,084475	0,267638	0,277538	38%	563,53	1328,83	38%

El monto de facturación para la categoría R 3 4 corresponde al Consumo del punto mínimo de la categoría (1.800 m3).
 ** Cargo exceptuado en todo el país entre el 1° de mayo y el 31 de agosto de 2009 (Resolución 799/09).
 *** Cargo exceptuado en Mendoza, San Juan, San Luis, Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y La Pampa y partidos de Guaymas Aires (Resolución 799/09).
 **** Cargo exceptuado en provincias exceptuadas en Resolución 799/09 entre el 1° de mayo y el 31 de agosto de 2009 (Resolución 799/09).

Servicio General

P1 y P2				
De 0 a 1000 m3	14,391548	0,19809	0,19809	0%
De 1000 a 9999 m3	14,391548	0,10283	0,10283	0%
Más de 9999 m3	14,391548	0,150643	0,150643	0%

P3 (Grupo B)				
De 0 a 1000 m3	14,391548	0,216144	0,216144	0%
De 1000 a 9999 m3	14,391548	0,264238	0,264238	0%
Más de 9999 m3	14,391548	0,291731	0,291731	0%

P3 (Grupo 1 y II) Mayores a 100.000 m3/año**				
De 0 a 1000 m3	14,391548	0,222266	0,222266	7%
De 1000 a 9999 m3	14,391548	0,467674	0,466674	7%
Más de 9999 m3	14,391548	0,552988	0,601188	7%

	Cargo por m3 2008	Cargo por m3 2009	Variación Porcentaje

Servicio General

G1*			
De 0 a 5000 m3	0,530638	0,569838	7%
Más de 5000 m3	0,520721	0,559721	7%

Otros Usuarios

GNC Intermitente**	0,924381	0,924381	0%
GNC Fianza**	0,011588	0,504205	4328%
OTRO	0,116005	0,116005	0%

Cuadro A	
Precio Base P1P2 Cuencas Neuquina S/m3 2009	0,275841
Costo de Transporte Gas Cuencas Neuquina (TCG) S/m3 (Resolución 677/09)	0,216380

	Cargo por m3 ID-FO 2008	Cargo por m3 ID-FO 2009	Variación Porcentaje	Cargo por m3 IT-FT 2008	Cargo por m3 IT-FT 2009	Variación Porcentaje

Grandes Usuarios**

IT ID	0,586413	0,615613	5%	0,601862	0,601862	0%
FO F7	0,539022	0,578222	5%	0,614471	0,663671	18%

** Para el cálculo de las variaciones tarifarias de estos usuarios, que deben contar la provisión de gas a través del MEG, se tomó en cuenta el precio de gas y el margen de transporte que figuran en el Cuadro A.
 (+) Las tarifas se encuentran expresadas en pesos.

ANEXO VI
TABLAS DE METODOS Y GAS DASH (A.1.)
Comparación Caseros. Tablas de los Registros 05/10/08 a 05/10/08

Table with 6 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'Residencial' and 'P1 y P2'.

Tel. de la instalación según el subgrupo (3.º) comparado al Consumo del punto de ingreso de la categoría (1.º) (3.º/3.º)

Residencial

Table for 'Residencial' with 7 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'P1 y P2'.

Residencial

Table for 'Residencial' with 7 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'P3'.

Servicio General

Table for 'Servicio General' with 7 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'G**'.

Otros Usos

Table for 'Otros Usos' with 7 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'GR-C' and 'GR-D'.

Grandes Usuarios**

Table for 'Grandes Usuarios**' with 7 columns: Campo Fie Medios, Campo Fie Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo por m3 Medios, Campo por m3 Gas Bar, Diferencia Porcentual, Campo de la muestra de la Categoría (Categoría), Diferencia Porcentual. Rows include 'U1' and 'U2'.

** Plus de cálculo de las instalaciones tablas de estas categorías, que deben controlar la presión de gas al fondo del MED, en línea en cuenta el punto de gas y el margen de instalación que figura en el Cuadro A.
(*) Las tablas se encuentran normalizadas en países.

Cuadro A
Plus de Cálculo Instalación GR-C
Costo de Transporte Gas Casero Nequena
1550,00 \$ Instalación 0,7000

Anexo VII					
EVOLUCION DE TARIFA GAS BAN S.A.(+)					
Variación de la Tarifa de Transporte (Resolución 445/08)					
	Costo de Transporte Res. 3729/07	Costo de Transporte Res. 445/08	Variación Porcentual		
Residencial					
R 1	0,01832	0,01832	0%		
R 2 1*	0,01832	0,01832	0%		
R 2 2*	0,01832	0,01832	0%		
R 2 3*	0,01832	0,021984	20%		
R 3 1*	0,01832	0,021984	20%		
R 3 2*	0,01832	0,021984	20%		
R 3 3*	0,01832	0,021984	20%		
R 3 4*	0,01832	0,021984	20%		
Servicio General					
P1 y P2					
De 0 a 1000 m3	0,01832	0,021984	20%		
De 1000 a 9000 m3	0,01832	0,021984	20%		
Más de 9000 m3	0,01832	0,021984	20%		
P3 (Grupo III)					
De 0 a 1000 m3	0,01832	0,021984	20%		
De 1000 a 9000 m3	0,01832	0,021984	20%		
Más de 9000 m3	0,01832	0,021984	20%		
Otros Usuarios					
SDB					
	0,01832	0,021984	20%		
SGG, GNC y Grandes Usuarios**					
Tarifas de Transporte por Ruta					
Transportadora	Recepción	Despacho	Res. 3729/07	Res. 445/08	Variación
TGS	Neuquén	GBA	0,018031	0,021638	20%
TGN	Neuquén	GBA	0,017965	0,021668	20%
TGN	Salta	GBA	0,023799	0,028559	20%
TGS	Chubut	GBA	0,018519	0,023423	26%
TGS	T. del Fuego	GBA	0,030535	0,036842	20%
SGP 3 (Grupos I y II)**					
Tarifas de Transporte por Ruta					
Transportadora	Recepción	Despacho	Res. 3729/07	Res. 445/08	Variación
TGS	Neuquén	GBA	0,005053	0,021638	-40%
TGN	Neuquén	GBA	0,005929	0,021558	-40%
TGN	Salta	GBA	0,047599	0,028559	-40%
TGS	Chubut	GBA	0,009039	0,023423	-60%
TGS	T. del Fuego	GBA	0,06107	0,036842	-40%

** Estos usuarios deben contratar la provisión de gas a través del MEG.

(+) Las tarifas se encuentran expresadas en pesos.

ANTECEDENTE

Nota UNIREN 329.

Buenos Aires, 28 de agosto de 2009.

Ref.: renegociación GASNEA S.A.

CUDAP expediente S01:0254423/2002.

Al señor presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación, doctor Eduardo A. Fellner, con comunicación al señor presidente del Honorable Senado de la Nación, don Julio C. C. Cobos.

S/D.

Tenemos el agrado de dirigirnos a usted, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 4° de la ley 25.790, a efectos de remitir a consideración del Honorable Congreso de la Nación la propuesta de renegociación contractual de la empresa licenciataria del servicio de distribución de gas natural GASNEA Sociedad Anónima, que tramita bajo el expediente de la referencia y cuya copia certificada se acompaña.

Al respecto, con relación al proceso de renegociación cumplido a la fecha se efectúan las siguientes consideraciones:

– Los procedimientos llevados a cabo para arribar a esta instancia se han ajustado a lo dispuesto por las leyes 25.561, 25.790, 25.820, 25.972, 26.077, 26.204, 26.339 y 26.456, y a las normas reglamentarias dictadas para el proceso de renegociación, el decreto 311/03 y la resolución conjunta 88/03 del ex Ministerio de Economía y Producción, y 44/03 del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, así como también el decreto 1.172/03.

– En el curso del proceso se han desarrollado los análisis y tratativas que posibilitaron a la UNIREN arribar a una carta de entendimiento, conteniendo los aspectos básicos para la adecuación del contrato de concesión, que fue suscrita por la empresa licenciataria con fecha 30 de septiembre de 2008, según consta a fojas 2079/2128 de las actuaciones de marras.

– A fojas 2022/2077 obra el informe de justificación de la carta de entendimiento, el cual fundamenta la posición del Estado en la presente renegociación y la elaboración de la carta.

– Dicha carta de entendimiento fue sometida a un proceso de audiencia pública que posibilitó la expresión de la opinión pública sobre el tema puesto en cuestión, cuyas constancias lucen agregadas en el expe-

diente S01:0344163/2008, que se encuentra agregado sin acumular al expediente de la referencia mediante providencia UNIREN 09/09 y cuya copia certificada también se acompaña.

– El resultado del desarrollo de la audiencia pública ha posibilitado reexaminar la cuestión, arribando de esta forma a conclusiones en las cuales se han sustentado las posiciones definitivas para el acuerdo con la empresa concesionaria. Todo lo cual se encuentra detallado en el informe de evaluación de la audiencia pública que luce agregado a fojas 906-934 del expediente de la audiencia pública.

– Con fecha 6 de abril de 2009 se suscribió el acta acuerdo de renegociación contractual con la empresa concesionaria, cuya copia obra a fojas 2138-2186.

– De acuerdo a lo previsto en el artículo 4° de la resolución conjunta ex MEyP 188/03 y MPFIPyS 44/03, el secretario de Energía, en su carácter de miembro del Comité Sectorial de la UNIREN, tomó intervención en el acta acuerdo sin formular objeciones, tal como consta en la nota S.E. 2.398 de fecha 16 de abril de 2009, obrante a foja 2271 del expediente de renegociación.

El acta acuerdo fue sometida a consideración de la Procuración del Tesoro de la Nación, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 8° del decreto 311/03, quien suscribió el dictamen 122 de fecha 24 de junio de 2009, obrante a fojas 2283-2322 de las referidas actuaciones.

– Posteriormente, y debido al cambio de titular ocurrido en el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas, se adecuó el texto del acta acuerdo a dicha circunstancia, y con fecha 21 de julio de 2009 se suscribió un nuevo instrumento, obrante a fojas 2324-2372, que contiene los términos de su antecedente de fecha 6 de abril de 2009.

– Finalmente, a foja 2374, la Sindicatura General de la Nación se ha expedido en forma favorable sobre el acta acuerdo.

Esta UNIREN, a través de su Secretaría Ejecutiva y en función de colaborar con el cometido antes citado, se pone a disposición de ambas Cámaras y de la Comisión Bicameral de Seguimiento prevista por el artículo 20 de la ley 25.561, a efectos de facilitar toda información complementaria que resulte de utilidad.

Sin otro particular, hacemos adecuada la oportunidad para saludar a usted muy atentamente.

JORGE G. SIMEONOF

HORACIO SCHIAFFINO