

*Carrera de Especialización en la Estructura Jurídico-Económica de la
Regulación Energética*

Universidad de Buenos Aires

Facultad de Derecho - Facultad de Ciencias Económicas- Facultad de Ingeniería

Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética

C.E.A.R.E.



“Renegociación de Contratos de Gas Natural”

Profesor: Lic. Diego Guichón

Alumnos: Cantarelli, Andrés Ignacio

Domínguez, Selva Paola

Maslauskas, Alexandra Verónica

Testino, Ana María

Urrutia Kurilak, Alejandro

Buenos Aires, 03 de noviembre de 2009

ÍNDICE

PRIMERA PARTE: INTRODUCCIÓN	4
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO	4
1.1. Métodos Regulatorios de Cálculo de Tarifas.....	6
1.1.1. Rate of Return.....	6
1.1.2. Price Cap.....	7
1.2. Análisis crítico de los métodos regulatorios.....	8
1.2.1. La asimetría de la información.....	8
1.2.2. Las características del mercado regulado.....	10
CAPÍTULO 2: OBJETIVO DEL TRABAJO	11
2.1. Fundamentos teóricos.....	13
SEGUNDA PARTE: DESARROLLO	14
CAPÍTULO 3: LA REGULACIÓN ARGENTINA	14
3.1. Reforma del Estado y Convertibilidad.....	14
3.2. Marco Regulatorio de la Ley N° 24.076.....	15
3.3. Mecanismos de Ajustes Tarifarios.....	16
3.4. Emergencia Económica y Reforma del Sistema Cambiario.....	20
3.5. Pautas para la Renegociación.....	22
3.6. Situación Actual del Proceso de Renegociación.....	23
3.7. Revisión Tarifaria Integral.....	23
3.7.1. Reglas de Ajuste y Actualización de Tarifas.....	24
3.7.2. Tarifa Social.....	26
3.7.3. Costo de Capital.....	29
3.7.4. Base de Capital.....	30
3.8. Renegociación de Gas Natural Ban S.A.....	31
3.8.1. Régimen Tarifario de Transición.....	32

3.8.2. Mecanismos de Ajustes Tarifarios.....	33
TERCERA PARTE: CONCLUSIÓN.....	35
BIBLIOGRAFÍA.....	37
ANEXO.....	38

“Los consumidores y usuarios de bienes y servicios tienen derecho, en la relación de consumo, a la protección de su salud, seguridad e intereses económicos. [...] Las autoridades proveerán a la protección de esos derechos, a la educación para el consumo, a la defensa de la competencia contra toda forma de distorsión de los mercados, al control de los monopolios naturales y legales, al de la calidad y eficiencia de los servicios públicos...”
(Artículo 42 Constitución Nacional Argentina).

PRIMERA PARTE: INTRODUCCIÓN

En la primera parte del trabajo serán expuestos los elementos que, desde nuestro punto de vista, son necesarios a los efectos de contextualizar y fundamentar la hipótesis que se pretende poner a prueba, así como, para destacar la importancia de la tarea que se emprende y advertir acerca de la validez fundamentalmente descriptiva, y no predictiva, de las cuestiones que se plantean.

Así, en el primer capítulo de esta parte, se presenta una breve descripción del marco teórico para enmarcar la problemática del presente trabajo (Ajustes Tarifarios previstos en la Renegociación de la Licencia de la Empresa Distribuidora Gas Natural BAN Sociedad Anónima para el denominado Período de Transición Contractual) dentro de una problemática más general: “Price Cap” versus “Rate of Return”.

CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO

La intervención estatal en la asignación de recursos de la economía se ha justificado en lo que en la ciencia económica se denomina “fallas de mercado”. En estas situaciones el sistema de precios que arbitra la oferta y la demanda no asigna de manera eficiente los recursos económicos entre los integrantes del mercado. El “fracaso de mercado” que nos ocupa y que es central para la justificación de la intervención estatal es la estructura de mercado no competitiva, específicamente cuando tratamos con monopolios naturales.

Otra cuestión que también ha justificado la intervención del estado es el impacto de los monopolios naturales en materia de distribución del ingreso.

A partir de la década del sesenta se cuestionó la eficacia de la regulación pública de empresas de servicios públicos, y se comenzó a plantear el problema de eficiencia productiva en un contexto de asimetría de información.

Tenemos entonces dos tipos de posibles ineficiencias vinculadas al monopolio natural: la ineficiencia asignativa, que justifica la regulación pública, y la ineficiencia productiva, que puede ser inducida involuntariamente por la acción reguladora. Adicionalmente se encuentran las preocupaciones en materia de distribución del ingreso.

Un monopolio natural se origina cuando la función de costos de la industria es estrictamente sub-aditiva en el tramo relevante de demanda (o tamaño de mercado). Se entiende por sub-aditividad de costos cuando el costo total de producir los bienes (en nuestro caso el servicio de transporte y distribución de gas) es menor cuando lo hace una sola firma que si la producción es realizada por dos o más oferentes.

En la determinación de una función de costos sub-aditiva, no sólo participa la tecnología o función de producción, sino que es esencial el tamaño del mercado (en nuestro caso demanda de transporte y distribución). De hecho, es la relación entre la función de costos de la industria y la demanda de mercado, la que determina si existe o no un monopolio natural.

En el caso del monopolio natural, y con la finalidad de evitar el ejercicio del poder monopólico y favorecer a la eficiencia asignativa, se propicia la regulación económica, mediante la fijación de tarifas.

En general se trata de que la tarifa aprobada permita la recuperación económica de los costos y remunerar a los activos esenciales o base tarifaria con una tasa de rentabilidad justa y razonable para la actividad, evitando así las mayores tarifas que surgirían por el ejercicio de la posición dominante¹. Lo anterior se encuentra lo suficientemente desarrollado en la bibliografía específica sobre la regulación de los servicios prestados a través de redes², siendo el caso

¹ Si bien ha existido un gran debate sobre si el monopolio natural puede y debe autofinanciarse o no, en nuestro caso (transporte de gas), es plenamente aplicable la propuesta realizada por COASE en 1946 de una tarifa no lineal o en dos partes propuesta para cubrir los costos fijos con un cargo fijo y los costos variables con un cargo variable.

² Garfield, P. y W. Lovejoy: Public Utility Regulation, Prentice-Hall, 1964 (capítulos 1 -The Public Utility Concept- y 2 -Economic Characteristics of Public Utilities-).

argentino del transporte y distribución de gas un claro ejemplo de aplicación de la teoría del monopolio natural.

1.1. Métodos Regulatorios de Cálculo de Tarifas

La determinación de las tarifas de los servicios públicos que tienen estructura de red está orientada, por un lado, a evitar la explotación del poder de mercado que surge de la estructura monopolística de estos mercados y, por otro lado, a permitir la sostenibilidad de la prestación del servicio.

Cuando se persiguen varios objetivos de Política Económica (Eficiencia, Equidad, Financiamiento) con un instrumento (Tarifas) surgen conflictos (“Trade-Offs”) que derivan en resultados de óptimos restringidos o Segundo Mejor como plantea la Nueva Economía del Bienestar donde lo que se busca es la maximización del bienestar social.

Tal pretensión es sumamente compleja por cuanto implica la búsqueda de mecanismos que permitan idealmente la prestación de un servicio al menor precio posible compatible, con un alto nivel de garantía (o baja probabilidad de falla³), que cubra los costos en los que haya incurrido eficientemente el monopolista y que asimismo le proporcione a este último una rentabilidad atractiva (comparable a la obtenible en inversiones de similar riesgo).

1.1.1. Rate of Return

El “Rate of Return” (ROR o Tasa de Retorno) es uno de los mecanismos de regulación desarrollados frente a las problemáticas enunciadas, por medio del cual se establece un límite máximo a la rentabilidad de la empresa prestadora acorde al costo de oportunidad del capital invertido.

³ El sistema de transporte de gas (a diferencia que el sistema de transporte eléctrico) no se diseña de manera de cubrir toda la demanda en forma permanente, sino que dentro de cierto margen puede resultar más eficiente que existan ciertos períodos de corte para algunos usuarios, antes que mantener un sistema demasiado sobredimensionado y subocupado. Esto tiene que ver con la facilidad para reemplazar el gas natural por combustibles alternativos en algunos tipos de consumos.

Dicho esquema regulatorio en la práctica consiste en la determinación, generalmente anual o bianual, de un nivel tarifario tal que cubra los costos históricos-contables en que incurrió la empresa para la prestación del servicio, incluyéndose entre los mismos la retribución a los capitales invertidos.

Los especialistas Averch y Johnson han advertido que bajo el esquema ROR, las prestadoras pueden tener incentivos para combinar ineficientemente los factores de capital y trabajo en la producción del servicio, volcándose hacia una utilización más intensiva del factor capital, si la tasa de rentabilidad establecida supera el costo de capital de la empresa.⁴

Cuando al efecto Averch Johnson, se le agregan problemas de asimetría de información en el resto de los componentes de los costos, la regulación ROR genera fuertes incentivos a la ineficiencia productiva.

La causa señalada de tal efecto reside en que el mecanismo ROR cubre además de los costos variables o de gestión (entre los que se incluye la remuneración del factor trabajo y la depreciación de los bienes de capital), el valor de las inversiones efectuadas por la empresa (activos utilizados pendientes de amortizar) afectado este último por la tasa de beneficios justa y razonable determinada por el regulador.

De este modo, la principal debilidad atribuida al esquema se asocia al fuerte incentivo que tiene el monopolista de declarar importes superiores en relación a los costos necesarios para la producción del servicio, de sobredimensionar su capacidad productiva y de no estimular la eficiencia productiva (porque los ahorros de costos se traducen en reducciones de precios que no premian a la empresa que incurrió en el costo del esfuerzo), lo que determina una mayor tarifa para los usuarios.

1.1.2. Price Cap

El mecanismo regulatorio “Price Cap” (Precios Tope) se contrapone en el plano teórico con el esquema ROR.

⁴ Si justo el regulador fija la tasa de rentabilidad en el nivel correspondiente al costo de capital de la empresa, entonces la regulación por tasa de retorno no distorsionaría la asignación de recursos.

En general los sistemas regulatorios del tipo Price Cap no se presentan en forma pura. Generalmente se intenta lograr una solución de compromiso entre los incentivos hacia una mayor eficiencia productiva, y los efectos distributivos deseados. Esto último se logra incorporando el llamado “Factor X” que representa la tasa esperada de incremento de la productividad del monopolista, que al descontarse de la tarifa, traslada a los consumidores en forma total o parcial los ahorros derivados de la mayor eficiencia productiva esperada.

Para mantener cierto nivel de estímulo a la eficiencia, la determinación del “Factor X” se realiza luego de un determinado período (lag regulatorio) que en nuestro país ha sido establecido generalmente en 5 años.

Asimismo, para evitar el “efecto Ratchet” se procura que la revisión tenga carácter prospectivo, a fin de incentivar al monopolista a la reducción de costes, al no fijarse un límite máximo a sus ganancias.

Si la mejora de la productividad resulta mayor al “Factor X” previsto, el monopolista obtiene mayores beneficios como consecuencia de su mayor eficiencia.

Cabe agregar que, en general, quedan fuera del sistema de Price Cap, aquellos factores que puedan afectar los costos de la empresa regulada que no dependan de su gestión, tales como la inflación o deflación de los precios (aumento o disminución generalizada de precios en la economía), y los impuestos.

Por otra parte, dado el fuerte incentivo del prestador a minimizar sus costes, este esquema se complementa con el establecimiento de parámetros de calidad de prestación del servicio y penalidades en caso de incumplimiento.

1.2. Análisis crítico de los métodos regulatorios

1.2.1. La asimetría de la información

Sin asimetría informativa podría afirmarse que las diferencias entre regulación por costos y por precios serían significativamente menores. Si el regulador contara con información plena sobre los costos (incluyendo las opciones tecnológicas disponibles) y la demanda, éste podría identificar cuáles decisiones

de la empresa prestadora son correctas y cuáles no lo son, y no tendría mayores inconvenientes en determinar cuál es el costo eficiente de la provisión del servicio bajo el esquema ROR. Si las acciones de la empresa regulada fuesen perfectamente observables, definibles y controlables, el Price Cap perdería gran parte de su atractivo.

La revisión tarifaria periódica, supone un “relativo alejamiento” del regulador hasta la próxima revisión tarifaria en la cual debería evaluar con carácter prospectivo los elementos componentes de la tarifa. El intento de evaluar los costos en forma prospectiva, se encuentra vinculado a preservar los incentivos hacia la empresa regulada y evitar así el “efecto Ratchet”.

Sin embargo, en la práctica los sistemas Price Cap han ido convergiendo con los sistemas de ROR en cuanto a prestar atención a los costos históricos (no sólo a los prospectivos) de la propia empresa regulada para lo cual se suele instrumentar una Contabilidad especial, denominada Contabilidad Regulatoria.

Por otra parte, la práctica regulatoria internacional ha avanzado sobre mecanismos que permitan generar información histórica externa pertinente para ser considerada con relación a las empresas reguladas, ya sea por medio de empresas modelo (“Benchmark”), o bien, de la competencia indirecta o por comparación entre distintas empresas reguladas cada una de ellas con un monopolio regional (“Yardstick Competition”) o sobre la base de la evolución de la productividad de la economía y la industria regulada (“Total Factor Productivity”).

No obstante, regulación “Benchmark”, competencia “Yardstick” y TFP, son mecanismos de ajuste tarifario útiles cuando el regulador cuenta con buena información histórica para proyectar costos y demandas futuras.

Cuando tal información no está disponible, el mecanismo Vogelsang-Finsinger minimiza la información necesaria y la realización de proyecciones por parte del regulador, siendo a su vez auditable y objetivo, aunque retrospectivo. El mecanismo Vogelsang-Finsinger constituye un “compromiso” entre la extracción de rentas inmediatas del esquema ROR y la inducción a la reducción de costos propia del “Price Cap” ya que consiste en la fijación de un “Factor X” de modo tal

que el nivel tarifario alcanzado al final del quinquenio permita obtener ingresos iguales a los costos observados al inicio de dicho período.⁵

Con relación a las revisiones tarifarias, éstas pueden ser marginales o integrales. Dentro de las revisiones tarifarias marginales se encuentra el mecanismo de Proyectos Específicos para estimar variaciones de costos futuros que también entraña limitaciones de tipo informativo para el regulador con el consecuente riesgo de que éste no logre transferir eficiencias a los usuarios por medio de rebajas de precios consistentes con las reducciones de costos a obtener. Las revisiones tarifarias integrales, (full rate case) abordan el conjunto de las actividades reguladas de la empresa que está siendo analizada.

Finalmente, si se intenta trabajar con costos prospectivos antes que con costos históricos para evitar dañar los incentivos hacia la empresa, pero, se posee escasa información sobre estos costos prospectivos, puede intentarse inducir a las empresas reguladas a revelar su información al respecto. Así es que se ha propuesto que el regulador plantee un menú de opciones de regulación de manera de inducir a la empresa regulada a revelar parte de su información sobre el futuro, en el momento de seleccionar la opción. (“Menú de Opciones”).

1.2.2. Las características del mercado regulado

En segundo término cabe tener en cuenta que lo que se pretende bajo el esquema “Price Cap” es desvincular la evolución de las tarifas de la evolución de los costos propios del monopolista, tal como ocurriría en un mercado competitivo (donde los precios se modifican con independencia de los costos de cada empresa individual), lo que incentiva a minimizar costos para así poder maximizar beneficios.

De este modo, el criterio “Price Cap” más puro consiste en asignar a la empresa el riesgo de sus decisiones, lo que implica que, en determinado momento es posible que el prestador obtenga ganancias extraordinarias o soporte pérdidas.

No obstante, no debe perderse de vista que la fijación de los precios máximos para una actividad declarada servicio público debe ser compatible con

⁵ El Mecanismo de Vogelsang-Finsinger ha sido no obstante cuestionado por el impacto negativo sobre los incentivos que provoca el revisar los costos de la propia empresa (efecto Ratchet).

los costos eficientes de su prestación (entre los que se encuentra el costo de oportunidad del capital invertido por la empresa) ya que lo contrario, se pondría en peligro la continuidad y regularidad del servicio regulado en el tiempo.

Por el otro lado, bajo el esquema ROR, el riesgo del monopolista se encuentra acotado ya que se “garantiza” el equilibrio presupuestario y la tasa de retorno por su actividad es explícita.

En este marco, la teoría de los costos de transacción ha advertido que resulta problemático para el servicio público que el regulador adopte decisiones “oportunistas”. Esto es, que una vez efectuada una inversión hundida, el regulador se “olvide” de las promesas realizadas sobre la misma y regule tarifas “hacia delante” cubriendo sólo los costos de operación (variables) mediante tarifas que no permiten recuperar la inversión realizada que carece de uso alternativo.

Tal circunstancia es más probable cuanto mayor sean las presiones a las que los reguladores estén expuestos para fijar tarifas bajas en cada momento, con consecuencias negativas en el largo plazo, como ser, el retraso de programas de inversión o ineficiencias productivas derivadas de la elección de tecnologías que no son óptimas sino que implican menores costos hundidos.

En virtud de lo expuesto, podría afirmarse que cuando el mercado abastecido no está expuesto a fuertes shocks o cambios drásticos en las reglas de juego, resulta más apropiado y natural acercarse al “Price Cap”, en tanto que en dicho contexto el riesgo implícito de la actividad no resulta elevado y ello se reflejaría en precios bajos para los usuarios del servicio.

En el caso opuesto, la afirmación anterior no sería tan categórica y el esquema ROR podría resultar más conveniente ya que, por medio de una tasa de retorno explícita, se proporcionan incentivos suficientes para la inversión en proyectos que bajo el esquema Price Cap no resultarían atractivos para la empresa regulada en términos de riesgo y rentabilidad.

CAPÍTULO 2: OBJETIVO DEL TRABAJO

El presente trabajo se centra en el análisis de lo dispuesto en el Acta Acuerdo de la empresa Gas Natural BAN S.A. -la cual establece pautas para el

Período de Transición Contractual que se extiende hasta la puesta en vigencia de la Revisión Tarifaria Integral y para la propia RTI- así como sus fundamentos, su instrumentación práctica, limitaciones teóricas y méritos.

Si bien el objeto central de estudio son los aspectos del Período de Transición, se efectúan comentarios particulares sobre Tarifa Social, Base de Capital y Costo de Capital en relación con la Revisión Tarifaria Integral.

Respecto del Período de Transición, lo acordado en materia de ajustes tarifarios -aspecto que se desarrolla en la Cláusula IV de la referida Acta Acuerdo- constituye el foco de análisis del presente trabajo, a la luz de las manifestaciones efectuadas en los considerandos de la misma:

“A efectos de proveer a la LICENCIA de los recursos necesarios para sostener la continuidad, calidad y seguridad del servicio público, es requerido adoptar ciertas medidas transitorias que atenúen el impacto del incremento de los costos de prestación del servicio en la remuneración de la LICENCIATARIA.

Dichas medidas no deben considerarse de ninguna manera cambios en el sistema de incentivos económicos y/o de responsabilidad en la gestión del servicio que le cabe a la LICENCIATARIA, cuyo objetivo central es apuntar a una prestación eficiente y de mínimo costo.”

Así, en materia de ajustes tarifarios para el Período de Transición, fueron introducidos “instrumentos” de Regulación por Costos compatibles con las restricciones sociales, económicas y legales imperantes.

Nuestro objetivo de trabajo es demostrar que es posible perfeccionar estos mecanismos para mejorar considerablemente el cumplimiento de las disposiciones establecidas en la Renegociación Contractual.

En tal sentido es que se efectúan propuestas para complementar el sistema descripto en el Acta Acuerdo.

Dicho análisis se sustenta en las consideraciones efectuadas precedentemente respecto de los métodos regulatorios expuestos, con un enfoque básicamente teórico, pero teniendo presente las particularidades y la naturaleza del segmento regulado de distribución del gas natural, así como el contexto regulatorio argentino que se extiende desde la década del '90 hasta la actualidad.

2.1. Fundamentos Teóricos

Como fuera expresado precedentemente, los esquemas regulatorios “Rate of Return” y “Price Cap” fijan de una manera u otra, un límite a las ganancias que el prestador del servicio público pueda obtener, para que los precios pagados por los usuarios no disten extraordinariamente de los costos incurridos en la prestación del servicio en favor del monopolista. No obstante, ninguno de los mecanismos desconoce el costo de oportunidad del capital invertido.

Asimismo, ambos métodos suponen ventajas así como limitaciones y en la práctica convergen en más de una cuestión. Ejemplo de ello es el “Factor K” para promover inversiones en expansión de la red, cuando éstas no son rentables con las tarifas reguladas, así como, el avance de los organismos de regulación en materia de contabilidad regulatoria dentro del esquema “Price Cap”. En igual dirección también puede señalarse que dentro del esquema ROR existen los denominados “rezagos regulatorios”, esto es, momentos en el tiempo en los que las tarifas son exógenas y las variaciones de costos son absorbidas por la empresa: tales períodos se extienden desde el momento en el que se produce la modificación de costos (seguido por la verificación del regulador) hasta su efectiva incorporación en las tarifas.

Un párrafo aparte merece la asimetría informativa, problema que se acentúa en procesos inflacionarios, por cuanto dicho fenómeno económico no afecta por igual a todos los bienes y servicios. Así, las fluctuaciones derivadas de los acomodamientos de los diferentes insumos utilizados en el giro de un negocio, dificultan aún más la tarea de evaluar la estructura de costos de un agente económico cualquiera y la eficiencia de su gestión.

Finalmente no es menor señalar que existe cierto consenso en conjugar criterios prospectivos y retrospectivos al momento de la realización de ajustes tarifarios. Como ya se ha expuesto en este trabajo, las discusiones persisten respecto de su énfasis o combinación óptima, pero no se niega la conveniencia de un balance.

SEGUNDA PARTE: DESARROLLO

CAPÍTULO 3: LA REGULACIÓN ARGENTINA

3.1. Reforma del Estado y Convertibilidad

Durante la década de los noventa pareció que la teoría económica había llegado a cierto consenso respecto a la organización de las cadenas productivas en el sector energía verticalmente relacionadas, que se resumía en la conveniencia de delegar su operación en empresas privadas verticalmente desintegradas y someter a las mismas a una regulación por la cual el gobierno le fijara ciertos objetivos básicos en términos de eficiencia asignativa y equidad distributiva.

Este paradigma sirvió para convalidar el proceso de privatización y desregulación de los servicios públicos que tuvieron lugar en numerosos países del mundo, entre ellos la Argentina.

En el caso de Argentina dicho proceso se basó fundamentalmente en dos instrumentos legales:

- 1) La Convertibilidad, que fue el marco general en el que se desarrollaron todas las actividades de las empresas privatizadas. Dicho plan, puesto en marcha en abril de 1991, estableció por Ley N° 23.928 la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar. De este modo se convalidó la virtual dolarización de la economía y se resignó toda posibilidad de ejercer una política monetaria activa.
- 2) La Ley N° 23.696, llamada de "Reforma del Estado", que delegó atribuciones al Poder Ejecutivo Nacional para la implementación del proceso de transformación del sector energético, que fue orientado por los principios generales de retiro del Estado de las actividades productivas, desregulación del funcionamiento de los mercados, privatización y/o concesión de las empresas públicas.

3.2. Marco Regulatorio de la Ley N° 24.076

En la industria del gas las reformas enunciadas en el apartado anterior abarcaron en forma diferente a las actividades del “upstream” y del “downstream”.

Las actividades de producción de gas, que corresponden al denominado “upstream”, se rigieron por los decretos de desregulación petrolera dictados entre fines de 1989 y comienzo de la década de los noventa, bajo el ámbito institucional de la Secretaría de Energía y dentro del marco general de la Ley de Hidrocarburos 17.319, vigente desde 1967.

En cambio, las actividades de transporte, almacenamiento, comercialización y distribución de gas, fueron regidas por la Ley N° 24.076, en la cual se determinaba la Privatización de Gas del Estado y se dictaba el marco regulatorio de estas actividades, las que serían reguladas por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS) a comienzos del año 1993. Las atribuciones y funciones de este organismo autárquico también fueron definidas en el marco de la citada Ley.

Asimismo, la Ley N° 24.076 estableció que la tarifa de los servicios prestados por los transportistas y distribuidores deberá proveer a aquéllos que operen en forma económica y prudente, la oportunidad de obtener ingresos suficientes para satisfacer todos los costos operativos razonables aplicables al servicio, impuestos, amortizaciones y una rentabilidad razonable. Ello contemplando que dicha rentabilidad sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable, y que guarde relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.

Finalmente, la reglamentación de la citada Ley (Decreto N° 1738/92) dispuso que las tarifas de Transporte y Distribución se calcularan en dólares y el Cuadro Tarifario resultante se exprese en pesos convertibles según la Ley N° 23.928, teniendo en cuenta para su reconversión a pesos la paridad cambiaria 1 peso = 1 dólar.

3.3. Mecanismos de Ajustes Tarifarios

De acuerdo con el marco regulatorio, el precio del gas en boca de pozo (G), la tarifa de transporte (T) y el margen de distribución (D) deben incluirse en la tarifa final que pagan los usuarios a las distribuidoras (P).

De este modo, en el precio que pagan los usuarios finales se articulan los segmentos competitivos y regulados de la industria.

$$P = G + T + D$$

En una industria verticalmente relacionada, como lo es la del gas natural, el extremo final de la cadena (la distribución) recibe las variaciones de precio de los eslabones previos de la cadena (producción y transporte). La regulación Argentina en la industria del gas ha receptado este principio con algunas limitaciones.

En materia de precio de gas natural se planteó un ajuste por variaciones en el precio del gas comprado, de carácter estacional para los períodos del 1° de mayo al 30 de septiembre de cada año (invierno) y del 1° de octubre al 30 de abril del año siguiente (verano) a fin de reflejar los precios de mercado que surjan de los contratos entre productores o comercializadores y las licenciatarias, los que son superiores en el invierno, cuando la demanda de gas es alta, e inferiores en el verano, cuando la demanda baja.

Adicionalmente, el artículo 37 del Decreto 1738/92 establece en su inciso 5° que: *“Las variaciones del precio de adquisición del gas serán trasladadas a la tarifa final al usuario de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al Distribuidor ni al Transportista bajo el mecanismo, en los plazos y con la periodicidad que se establezca en la correspondiente habilitación”*.

De ello se sigue que el efecto del costo del gas para las distribuidoras y transportistas es neutral, verificándose la inclusión de un mecanismo “Pass Through” propio de una regulación por costos: la tarifa se ajusta de acuerdo con la evolución de los costos incurridos.

Respecto de esto último, corresponde señalar que la posibilidad de trasladar a la tarifa determinados costos significativos reduce el riesgo que enfrenta el prestador del servicio, disminuye su costo de capital y el nivel de

ingresos requeridos para la prestación del servicio. No obstante, por otra parte desestimula que la licenciataria negocie precios más bajos con los productores, circunstancia que se potencia si el mercado productor presenta un elevado grado de concentración (otorgando a los productores un considerable poder relativo de negociación en la fijación de precios), o bien si un conjunto reducido de actores económicos participa varios segmentos del mercado tanto en calidad de demandantes como de oferentes.

En este sentido, cabe agregar que el pase a tarifas del precio del gas no constituye un mecanismo automático en tanto que el ENARGAS se encuentra facultado para limitar dicho traslado si los precios acordados en los contratos de compraventa exceden a los negociados por otros concesionarios en situaciones equivalentes, probablemente con el espíritu de limitar los aspectos negativos antes referidos en las negociaciones de precio con los productores y comercializadores. En este sentido, el Decreto 1020/95 determinó que el mecanismo de “Pass Through” se aplique a las compras realizadas en condiciones competitivas y se instrumentó, como opción en el mismo decreto, un sistema de estímulo optativo para las empresas Distribuidoras de gas para que realizaran compras en el mercado de corto plazo.

Por otra parte, el inciso 6° del citado artículo 37 del Decreto N° 1738/92 también previó el traslado de las variaciones de la tarifa de transporte que sufran los distribuidores a la tarifa final que pagan los usuarios.

Sin embargo, el mecanismo de “Pass Through” aplicado al precio del gas es distinto del previsto para el pase a tarifa del costo de transporte, ya que las distribuidoras tienen derecho a recuperar este último, pero en concepto de “Price Cap” y no de “Pass Through”. Asimismo el traslado a la tarifa final de las variaciones en la tarifa de transporte sí tiene carácter automático.

Es decir, las distribuidoras pueden ganar o perder con sus compras de transporte, al fijarse un valor inicial para un determinado período durante el cual pueden obtener diferencias según la administración que hagan de sus costos de transporte.

El mecanismo de “Pass Through” también fue previsto ante variaciones de costos impositivos.

Con respecto a las Tarifas de las Licenciatarias de Transporte y Distribución, la Ley N° 24.076 estableció un sistema tarifario de tipo “Price Cap” contemplando revisiones tarifarias cada cinco años y un sistema de corrección de la tarifa en períodos intermedios (para reflejar los cambios de valor de bienes y servicios que se produjeran entre dos revisiones tarifarias quinquenales) especificándose la utilización de indicadores de mercado internacional.

A su vez, las Licencias establecieron que las tarifas fueran ajustadas semestralmente (en julio y diciembre de cada año) de acuerdo con la variación operada en el PPI (“Producer Price Index” - Índice de Precios del Productor - Bienes Industriales, confeccionado por el Bureau of Labor and Statistics, Department of Labor de los Estados Unidos de Norteamérica).

Así, los ajustes semestrales se definieron conforme a la siguiente fórmula:

$PPI - X + K$, donde

- PPI es un indicador de mercado internacional que refleja los cambios de valor de los bienes industriales en los Estados Unidos;
- el “Factor X” o “factor de eficiencia” disminuye las tarifas con el objeto de trasladar a los usuarios parte del beneficio de las ganancias de productividad de las empresas reguladas;
- el “Factor K” o “factor de inversión” refleja el aumento tarifario necesario para financiar proyectos de inversión deseables, que no resultan rentables a la tarifa original.

La fórmula reconoce que todas las monedas sufren en mayor o menor medida un proceso de inflación (aumento generalizado de precios) y que este proceso también es externo a la gestión de la empresa regulada. De manera que al preverse una indexación de las tarifas se reconoce a esto como un elemento sobre el cual la gestión de la empresa no puede influir sensiblemente y que por lo tanto no debe ser incluido dentro del precio máximo sino que debe ser trasladado a los usuarios en forma más o menos automática.

El concepto subyacente es similar al del “Pass Through”, y es no cargar sobre la gestión de la empresa regulada riesgos que están fuera de su control, y sobre los cuales no puede operar.

Con respecto a los valores del factor de eficiencia X y de los proyectos de inversión K, éstos se determinan cada 5 años en ocasión de la Revisión Quinquenal de Tarifas y se incorporan a la fórmula de ajuste semestral a aplicar durante todo el quinquenio siguiente.

Cabe agregar que las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución en sus puntos 9.4.1.2 y 9.4.1.3 prevén la determinación de los factores “X” y “K” en base a “programas específicos” (lo que supone una discusión empresa por empresa); al tiempo que también se dispone en el punto 9.5.1.2 que las revisiones tarifarias deberán realizarse en base a proyecciones sustentadas en información histórica, que reflejen cambios esperados en los niveles de demanda, clientes, calidad; y que, en la medida de lo posible, los ajustes de tarifas resultantes de las revisiones quinquenales deberán afectar los factores X y K para evitar modificaciones tarifarias abruptas.

Consecuentemente, el ENARGAS en la primera revisión quinquenal de 1997 adoptó un mecanismo de ajuste que combinó el ya comentado TFP con la evaluación de proyectos específicos⁶. Sin embargo, esto último no limita al regulador a continuar utilizando dicho criterio, ya que el sistema de ajuste es modificable por el propio Ente.

Así, los ajustes precedentemente expuestos en las Licencias de Distribución han quedado clasificados de la siguiente manera:

a) *Ajustes periódicos y de tratamiento preestablecido*

i-) Ajuste por variaciones en los indicadores de mercado internacional

- Variación semestral operada en el PPI (respecto de la cual el Ente no puede suspender, limitar o rechazar dicho ajuste excepto cuando se hayan

⁶ Cabe señalar que el TFP nunca es prospectivo, sino que se estima en base al comportamiento histórico de la cantidad de servicios ofrecidos y las cantidades de insumos adquiridos para su prestación. Sin perjuicio de esto, el TFP puede basarse en los costos propios de las empresas que están siendo reguladas o en costos de empresas comparables (yardstick competition).

En el caso de la primera RQT en Argentina se aplicó el TFP sobre la base de los costos de las empresas que operaban en cada segmento regulado de la actividad. Esto llevó a que en el caso de la actividad de Distribución (en donde coexistían en ese momento 8 Distribuidoras) el TFP aplicado a cada empresa estuviese mayormente influido por la evolución de los costos del resto de las empresas del sector Distribución, mientras que en el caso del Transporte donde sólo coexistían 2 empresas, la incidencia de los costos propios de cada Transportista en el cálculo del TFP fue mayor.

detectado errores en los cálculos y/o en los procedimientos aplicados, conforme al Decreto Reglamentario N° 1738/92)

- Factor X de eficiencia
- Factor K de inversión

ii-) Ajuste por variaciones en el precio del gas comprado

iii-) Ajuste por variaciones en el costo de transporte

b) *Ajustes periódicos y de tratamiento a preestablecer por el ENARGAS*

i-) Ajuste por revisión quinquenal de tarifas

c) *Ajustes no recurrentes*

i-) Ajuste basado en circunstancias objetivas y justificadas (Art 46 Ley N° 24.076)

Las licenciatarias y los consumidores pueden solicitar al ENARGAS las modificaciones de tarifas que consideren necesarias, si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas, debiendo el Ente resolver previa convocatoria a audiencia pública.

ii-) Ajuste por cambios en los impuestos (Art 41 Ley N° 24.076)

Las variaciones de los costos que se originen en cambios en las normas tributarias (excepto en el impuesto a las ganancias) deben ser trasladadas a la tarifa final, debiendo la licenciataria demostrar la incidencia de tales cambios en sus tarifas.

3.4. Emergencia Económica y Reforma del Sistema Cambiario

Luego de la crisis económica y social que atravesó la Argentina en el año 2001, se replanteó la conveniencia del modelo regulatorio vigente para el mercado de energía, generando alternativas mediante normas que procuraron cubrir cuestiones de corto plazo con el objetivo a largo plazo de garantizar el abastecimiento al mercado interno.

Hay un punto de inflexión en el tratamiento de la normativa regulatoria a partir de la Ley N° 25.561 de Emergencia Económica y Reforma del Sistema Cambiario la Argentina. Previamente los precios del mercado energético, dentro

de los marcos regulatorios establecidos, producían su propio equilibrio entre la oferta y la demanda.

La mencionada Ley, entre otras cosas, dispuso la pesificación de las tarifas de los servicios públicos a la relación de cambio un peso igual a un dólar, dejando sin efecto las cláusulas de ajuste en dólares y los mecanismos indexatorios basados en índices de precios de otros países.

Por su parte el Poder Ejecutivo Nacional (PEN) se dispuso a iniciar el proceso de renegociación de los contratos de concesión de acuerdo con determinados principios rectores: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos; la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente; el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios; la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Las medidas de emergencia adoptadas en el marco de esa Ley han tenido por objeto atenuar los efectos de la crisis desatada desde mediados del año 2001 y su impacto en la prestación de los servicios públicos vinculados al gas y a la electricidad, cuyos segmentos han sido definidos como servicios públicos por las Leyes N° 24.076 y N° 24.065.

En ese sentido, el PEN dictó el Decreto N° 293/02 creando la Comisión de Renegociación de Contratos de Obras y Servicios Públicos a fin de encarar el proceso. En consecuencia, la renegociación de los Contratos de Concesión de los Servicios Públicos ha sido reglamentado e implementado en una primera etapa institucional, básicamente, a través de los Decretos N° 293/02 y N° 370/02, y en una segunda etapa, por el Decreto N° 311/03 y la Resolución Conjunta N° 188/03 y N° 44/03 de los Ministerios de Economía y Producción, y de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, respectivamente.

La aplicación de tales normas, implicó la suspensión de las revisiones quinquenales de tarifas de electricidad y gas, que preveían los ajustes tarifarios.

El Decreto N° 311/03 reemplazó la mencionada Comisión por la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (UNIREN) que tiene asignada, entre otras, la misión de llevar a cabo los procesos de renegociación de los contratos de obras y servicios públicos; suscribir acuerdos

integrales o parciales con las empresas concesionarias y licenciatarias de servicios públicos "ad referéndum" del PEN; elevar proyectos normativos concernientes a posibles adecuaciones transitorias de precios, o cláusulas contractuales relativas a los servicios públicos, así como también efectuar todas aquellas recomendaciones vinculadas a los contratos de obras y servicios públicos y al funcionamiento de los respectivos servicios.

3.5. Pautas para la Renegociación

La estrategia de negociación que se propuso fue avanzar simultáneamente en acuerdos parciales y en la renegociación integral, hasta lograr un acuerdo global.

El procedimiento de negociación tiene una etapa de análisis de las propuestas del Estado y de los consecuentes requisitos para el equilibrio contractual, teniendo como objetivo la continuidad en la prestación de los servicios, el bienestar general y los derechos de los usuarios establecidos en el artículo 42 de la Constitución Nacional.

Una vez logrados los acuerdos, las propuestas se formalizan a través de Resoluciones Conjuntas de los Presidentes de la UNIREN, lo que debe ser precedido de procedimientos de consulta pública (Audiencias Públicas y/o Documentos de Consulta), intervención de la SIGEN y la Procuración del Tesoro de la Nación y posteriormente del Congreso Nacional.

La renegociación integral comprende las modificaciones contractuales que se establezcan, y la determinación de un sendero de adecuación del equilibrio de los contratos en orden a la redeterminación que resulte de las obligaciones y derechos de las partes.

La renegociación de los contratos es efectuada por separado para cada una de las empresas de los sectores involucrados. Sin embargo, los parámetros en términos de niveles, recursos, calidad de servicio y otros asuntos de la Licencia deberán ser análogos para las empresas que actúan en mercados semejantes.

3.6. Situación Actual del Proceso de Renegociación

Como se ha mencionado, la renegociación de los Contratos de Licencia de transportistas y distribuidoras de gas fue pautada por la Ley 25.561, y normas posteriores que la encuadró en una serie de pasos burocráticos que involucran la intervención de distintas instancias del Poder Ejecutivo y del Poder Legislativo.

Por otro lado, el contexto político en el cual se desenvuelve esta renegociación debe sortear algunos inconvenientes como ser la demora inicial del PEN para tratar esta problemática, la opinión pública desfavorable, el condicionante del PEN para la renuncia a los juicios o arbitrajes entablados contra el Estado Nacional o a mantener indemne al mismo y por último el impacto sobre las tarifas finales a usuarios que han tenido las distintas actualizaciones sobre el precio de gas en boca de pozo y los impuestos aprobados para financiar las importaciones de gas natural.

En este contexto, las empresas que han podido avanzar en acuerdos con la UNIREN dentro del sector gas natural⁷ son las siguientes:

Empresa	Norma
GASBAN S.A.	Decreto N° 385/06
LITORAL GAS S.A.	Decreto N° 2016/08
METROGAS S.A.	Decreto N° 234/09
GAS CUYANA S.A.	Decreto N° 235/09
GASNOR S.A.	Decreto N° 246/09

Otras empresas como Camuzzi Gas del Sur S.A., Camuzzi Gas Pampeana S.A., Distribuidora de Gas del Centro S.A., Gas Nea S.A., TGS S.A., TGN S.A., poseen acuerdos firmados en proceso de aprobación por parte del PEN.

3.7. Revisión Tarifaria Integral

Los acuerdos de renegociación, además de establecer las condiciones de transición, establecieron las pautas para la realización de la Revisión Integral de Tarifas que, en algunas cuestiones, exigen mecanismos distintos a los establecidos por la aplicación del marco regulatorio.

⁷ Estado General del Proceso de Renegociación Contratos de Servicios Públicos a Abril de 2009

Para llevar a cabo la RTI la Secretaría de Energía coordinó el armado de cuatro grupos de trabajo relacionados con distintas temáticas de discusión. Ellas son:

1. Reglas de Ajuste y Actualización de Tarifas, relacionado con la metodología de cálculo tarifario de Price Cap.
2. Segmentación de Mercados y Tarifa Social. Mercado Mayorista y Pass Through. Subsidios Cruzados.
3. Costo de Capital. Valores razonables en un Contexto de ausencia de acceso al mercado financiero.
4. Base de Capital. Actualización Contable versus actualización económica de los activos.

A continuación mencionaremos las distintas cuestiones planteadas sobre cada una de las temáticas:

3.7.1 Reglas de Ajuste y Actualización de Tarifas

El proceso de Renegociación de Contratos se ha enmarcado en el contexto de una Política Macroeconómica, caracterizada entre otros aspectos por la prohibición generalizada de los mecanismos de indexación automáticos, como una política antiinflacionaria.

En relación a este punto la cuestión a plantear se da porque la metodología a emplear en el proceso de RTI, a través del “Price Cap”, establece mecanismos de ajuste automático, mientras que por otra parte la ley de emergencia establece limitaciones a la indexación.

Como hemos mencionado, el marco regulatorio de la industria del gas dispone que las tarifas “*se ajustarán e 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*”⁸. Para ello se estableció en las Licencias, un mecanismo de ajuste semestral según PPI⁹.

⁸ Artículo 41 de la Ley 24.076

⁹ En el año 2000 la aplicación de índices internacionales para el ajuste de las tarifas de los servicios de gas natural fue impugnada judicialmente por el Defensor del Pueblo de la Nación. En consecuencia, una medida cautelar ordenó la suspensión del ajuste por PPI.

Sin embargo, la Ley de Emergencia Económica dejó sin efecto las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier otro mecanismo indexatorio¹⁰.

Las actas acuerdo, en las pautas para la RTI, establecen mecanismos no automáticos de adecuación (semestral) de la tarifa de la Licenciataria, a efectos de mantener la sustentabilidad económica-financiera de la prestación y la calidad del servicio.

De esta manera encontramos dos obstáculos para aplicar regulación Price Cap:

- (i) prohibición de aplicar ‘cualquier mecanismo indexatorio’
- (ii) requerimiento de adoptar mecanismos de ajuste no automático.

El procedimiento de cálculo de los índices contemplados en las actas acuerdo que activa el proceso de redeterminación de ingresos por variación en los precios de la economía, contempla la estructura de costos de la proyección económica-financiera y costos realmente incurridos por la empresa, lo cual implica un abandono del método de Price Cap y una aproximación al método de regulación por tasa de retorno.

La Ley de Emergencia, además, enumera una serie de criterios a considerar, tales como el impacto de las tarifas en la competitividad y distribución de ingresos, calidad de servicios y planes de inversión previstos, accesibilidad, seguridad, entre otros¹¹. Se observa un alejamiento de los criterios de prestación económicamente eficiente en términos de empresa y conceptualmente de los requerimientos del régimen Price Cap, ya que lograr estos valores implica generar políticas públicas con costos que escapan a la lógica estricta de la regulación por incentivos.

¹⁰ Artículo 8 de la Ley 25.561.

¹¹ Artículo 9 de la Ley 25.561.

3.7.2 Tarifa Social

La Tarifa Social es el precio diferencial que el usuario residencial, en estado de vulnerabilidad económica, paga en contraprestación por los servicios públicos esenciales.

En la década del 90, la privatización de los servicios públicos llevada a cabo por el Poder Ejecutivo Nacional fue una de las medidas de mayor impacto en Argentina, donde ponderó un proceso de ajuste y reforma del Estado Nacional.

Hacia finales de la década, la crisis económica fue agudizándose, hasta llegar a la devaluación, lo que repercutió fuertemente en las prácticas de los usuarios en relación a los consumos de los servicios públicos, debiendo estos adoptar diferentes niveles de adecuación dependiendo del tipo de servicio, como ser:

- * Reducción del consumo.
- * Sustitución del servicio original por un plan de pago más flexible.
- * Morosidad ante la dificultad de enfrentar el pago del servicio.
- * Desconexión total (voluntaria o involuntaria) del servicio.

Ante el panorama de la economía nacional -donde comenzaron reclamos de las empresas privatizadas para la adecuación de sus cuadros tarifarios por un lado, y por el otro era necesario dar contención a los sectores más vulnerables de la sociedad- el Poder Ejecutivo Nacional emprendió dos tipos de acciones tendientes a dar respuesta a estos inconvenientes: encaró la renegociación de los contratos de los servicios privatizados, y buscó definir una Tarifa Social en los servicios públicos esenciales.

Tipos de Subsidios cruzados o explícitos: Existe una necesidad evidente de compensar las diferencias, entre aplicar una tarifa diferencial, y la que surge de la aplicación del modelo de los marcos regulatorios vigentes. Las diferencias mencionadas pueden subsanarse a través de un subsidio implícito (subsidio cruzado) o mediante un subsidio explícito, donde es el Estado quien debe absorberlo.

Aplicar un subsidio implícito o cruzado, entre tarifas dentro del propio cuadro tarifario, resulta en contravención de la Ley 24.076. Este tipo de subsidio

establece que los usuarios de una determinada categoría tarifaria compensarán a los usuarios que sean beneficiados con el subsidio.

La mencionada Ley N° 24.076, Marco Regulatorio de Gas Natural, en el Capítulo I, Punto IX Tarifas, Artículo 41 Tercer Párrafo prohíbe los subsidios cruzados. Por su parte el Art. 48 de dicha Ley establece que el Poder Ejecutivo Nacional propondrá al Congreso Nacional otorgar subsidios, los que deberán ser explícitos y contemplados en el presupuesto nacional. En igual sentido el Decreto N° 1738/92, reglamentario de la Ley N° 24.076, en los considerandos dice que el Estado puede decidir otorgar subsidios a determinadas personas o regiones, pero deben ser explícitos, limitados en el tiempo y contar con los recursos correspondientes en la ley de presupuesto nacional, sin que su costo afecte el buen funcionamiento de la industria del gas natural.

El reglamento del Art. 48 de la mencionada Ley indica que: “En el otorgamiento de subsidios, privilegios o preferencias, o en la decisión de continuar con los subsidios vigentes a la fecha de la sanción de la Ley, deberá observarse el principio de indiferencia para el Distribuidor o Transportista, en forma tal que no resulten alterados sus ingresos, ni deba soportar costos financieros, o vea modificado el regular flujo de su cobranza por dicha causa.

El Transportista o Distribuidor tendrá derecho a ser compensado por la reducción de ingresos o incremento de los costos financieros que le ocasionen tales medidas durante el mismo ejercicio en que las mismas se produzcan”.¹²

Implementación. Inclusión y Exclusión del subsidio: Uno de los puntos más importantes en la definición y aplicación de un subsidio a un servicio público al que tiene acceso una cantidad importante de personas, es la de evitar o minimizar la posibilidad de cometer errores al seleccionar a los beneficiarios del mismo. Para determinar los beneficiarios de la Tarifa Social, se debe hacer un análisis tal que permita que los errores en la asignación del subsidio se reduzcan. Para poder realizar esto, resulta necesario poder medir los errores cometidos, lo que se hace mediante los indicadores denominados error de inclusión y error de exclusión.

¹² En el caso de las Licenciatarias de Distribución, el punto XX del Modelo de Licencia de Distribución de Gas aprobado como Anexo B por el Decreto 2255/92, trata específicamente esta cuestión.

Error de Inclusión: es un parámetro de que cantidad del total de hogares subsidiados no lo necesitan. En el servicio de gas natural, si la selección de beneficiarios se concentra solo en los usuarios conectados a la red, los errores de inclusión y exclusión son mucho más altos que si se considera también a los hogares que consumen GLP como se muestra en la tabla siguiente. Por lo tanto, se requiere que parte del subsidio sea dirigido al GLP.

Error de Exclusión: Da una idea de cuantos de los hogares que necesitan el subsidio no lo están recibiendo.

Actas Acuerdo para la RTI:

El Poder Ejecutivo Nacional está llevando adelante la renegociación de los contratos de servicios públicos a través de la UNIREN - Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos, de acuerdo a lo dispuesto por Ley 25.561. Las Actas Acuerdo firmadas entre la UNIREN y las empresas establecen pautas para la próxima Revisión Tarifaria Integral (RTI) e incluye además los lineamientos para el establecimiento de una tarifa social que abarque a parte de la sociedad.

Los puntos clave de este tema son los siguientes: Financiamiento, Aportes de las Empresas y Bases para efectuar la selección de los posibles beneficiarios:

- ***Selección de los beneficiarios:*** Se deberá tener en cuenta tanto las características o indicadores socioeconómicos (nivel de ingresos, composición del grupo familiar, situación ocupacional, características de la vivienda, cobertura de salud), como así también podrá focalizarse el análisis en el nivel de consumo.
- ***Financiamiento:*** El subsidio que implica la instauración de una Tarifa Social podrá hacerse frente mediante la utilización de fondos públicos como el rediseño de la estructura tarifaria (mayores tarifas para los usuarios no incluidos en el beneficio).
- ***Aporte de las empresas:*** Si las Empresas deben hacerse cargo de parte del subsidio, hay que tener en cuenta que las diferencias se traducirán en una disminución del nivel de rentabilidad de los inversores. En este caso el límite estará dado por el criterio de retribución “justa y razonable” y de “ingresos suficientes” que los marcos regulatorios garantizan al prestador.

En estas Actas Acuerdo, se incluyeron cláusulas donde se indican que a los fines de la implementación de una tarifa social, se admitirá “*el aporte de los usuarios no comprendidos en el régimen de tarifa social*”, por lo cual puede entenderse que la prohibición de establecer subsidios cruzados ha quedado eliminada, toda vez que el Congreso de la Nación aprobó las propuestas de acuerdo con las empresas licenciatarias de los servicios públicos privatizados, para luego ser refrendado por el PEN mediante la emisión del decreto por medio del cual aprobó las Actas Acuerdo.

3.7.3 Costo de Capital

Para calcular el costo de capital se debe considerar el contexto regulatorio y macroeconómico imperante al momento de su evaluación. Es necesario que ese cálculo se aproxime lo más posible al efectivo costo a enfrentar por la empresa y deben ponderarse objetivamente cada uno de los parámetros de valuación propuestos por los modelos teóricos a adoptarse.

Es así que el contexto macroeconómico ha variado comparado con el de la primera revisión quinquenal, advirtiéndose peores condiciones como efectos contagio de crisis financieras externas, aumento del riesgo país afectando diversos costos a afrontar por la Prestadora, v.gr., la probabilidad de pago de una deuda ante modificaciones en su moneda de cálculo. Del mismo modo, una vez determinado el costo de capital, el mismo deberá servir de incentivo para motivar la realización de nuevas inversiones.

Todo ello debe analizarse a la luz de la necesidad de permitir retornos justos y razonables establecidos en el Marco Regulatorio, a fin de obtenerse la tasa de rentabilidad final basada en el método que se implemente.

Históricamente la metodología empleada por el ENARGAS desde la primera revisión tarifaria (RQT I) para el cálculo del costo de capital ha sido el costo promedio ponderado de los fondos, la tasa WACC (Weighted Average Cost of Capital) la cual contempla tanto el costo del endeudamiento como el del capital propio.

En las Actas Acuerdo se prevé que la Tasa de Rentabilidad se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076, empleando el promedio de la remuneración del capital propio y de terceros.

La rentabilidad prevista será la similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable, y debe guardar relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios. El ENARGAS elaboraría un análisis basado en costos razonables y eficientes para determinar la remuneración debida a la Licenciataria, incluyendo en ella la auditoría técnica y económica de los activos esenciales.

Una de las cuestiones a definir en la RTI es la moneda de cálculo del costo de Capital. En los procesos correspondientes a anteriores revisiones tarifarias, la moneda de cálculo del costo de capital no se encontraba sujeta a análisis ya que la estimación se realizaba en dólares convertibles, es decir, en un contexto en el que se mantenía la convertibilidad uno a uno entre el peso argentino y el dólar estadounidense.

Sin embargo, en el escenario macroeconómico argentino actual, desde la instauración de la emergencia económica, este aspecto debe ser analizado ya que la moneda del costo de capital debe coincidir con la moneda utilizada en las proyecciones de los flujos de fondos de las Licenciatarias que, para la RTI, serán proyectados en pesos argentinos, no previéndose incorporar escenarios de estimación de tasas de inflación local en cada uno de los distintos períodos contemplados, lo cual implica que las proyecciones de flujos de fondos se realizarán en pesos constantes (en términos reales), es decir, sin ajustes por inflación.

Dentro de ese marco, aplicando un criterio de consistencia, la moneda a utilizar para estimar el costo de capital deberá ser en pesos argentinos constantes.

3.7.4 Base de Capital

Al momento de la privatización, la valuación de activos contenía el precio pagado por los activos necesarios para el servicio, con más las inversiones en activos esenciales, menos las bajas y deducidas las depreciaciones.

Los criterios a aplicarse en la RTI los establece el ENARGAS teniendo en cuenta los activos necesarios para la operación eficiente y prudente del servicio. Según la cláusula décimo segunda del Acta, la valuación de activos se haría teniendo en cuenta el valor actual contable que expresen el estado de conservación de los bienes considerando el valor de los mismos al comenzar la Licencia, más las incorporaciones posteriores, bajas y depreciaciones. A su vez, no podrán exceder la valuación técnica que exprese razonablemente el estado de conservación de los bienes. Dichas valuaciones técnicas estarán a cargo de un especialista. Del mismo modo, las mismas se efectuarán en moneda nacional y serán ajustadas por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de las inversiones a realizarse.

En una de las cláusulas de los Acuerdos se establece que se otorgue a las empresas un trato similar y equitativo. En este sentido fue que se planteó un conflicto a raíz de las diferencias de estimación de la Base de Capital¹³ que surge de considerar por un lado el Acta Acuerdo firmada por GAS NATURAL BAN S.A. y por otro lado la que fue rubricada por DISTRIBUIDORA DE GAS CUYANA S.A. En este último caso se modifica la forma de cálculo de la Base de Capital requerida para prestar el Servicio Público ya que permite la incorporación de la evolución de índices de variación de precios de la economía¹⁴.

Por otra parte, en el caso de GAS NATURAL BAN S.A. los activos deben considerar el valor actual contable que surja de la aplicación de normas contables profesionales¹⁵.

3.8 Renegociación de Gas Natural Ban S.A.

El 6 de abril de 2006, mediante el Decreto N° 385/06, se ratificó el Acta Acuerdo de renegociación contractual (de fecha 20 de enero de 2006) celebrada por la UNIREN y la Empresa Distribuidora Gas Natural BAN Sociedad Anónima (BAN S.A.), por el cual se estableció un Régimen Tarifario de Transición y se

¹³ Cláusula 12 de las Actas Acuerdo firmadas por GASBAN y GAS CUYANA.

¹⁴ El índice utilizado podría ser el Índice de Precios Internos al por Mayor (IPIM).

¹⁵ A partir del 1 de marzo de 2003 los bienes de uso se expresan en moneda constante y no reconocen los efectos de la inflación.

fijaron una serie de pautas para la Revisión Tarifaria Integral (RTI), previéndose para el 1° de agosto de 2006 la entrada en vigencia del nuevo régimen de tarifas máximas de la licencia, momento en el que, el denominado Período de Transición Contractual (iniciado el 6 de enero de 2002) quedaba concluido.

3.8.1. Régimen Tarifario de Transición

El Acta Acuerdo firmada por GAS NATURAL BAN S.A. contempla un Régimen Tarifario de Transición que determina las tarifas aplicables para el período de transición contractual hasta la vigencia de la Revisión Tarifaria Integral.

Actualmente esta Licenciataria es la única empresa de gas con incremento tarifario vigente. Su “Cuadro Tarifario de Transición”¹⁶ está en aplicación desde Abril de 2007 y es retroactivo a Noviembre de 2005. La retroactividad se cobra en 55 cuotas a partir de Julio de 2007 para Industrias y a partir de Enero de 2008 para Residenciales.

Gas Ban - Tarifa Unitaria para las distintas categorías de usuarios

En \$/m3	Tarifa Distribución				Variaciones	
	Jul-05 (1)	Abr-07 (2)	Sep-08 (3)	Nov-08 (4)	Abr-07	Sep08
R1/R2 (500 m3/año)	0,135	0,180	0,180	0,180	33,2%	
R3-2 (1.200 m3/año)	0,082	0,109	0,130	0,130	33,2%	18,8%
R3-4 (2.160 m3/año)	0,065	0,087	0,114	0,114	33,2%	31,5%
P1 (24.000 m3/año)	0,053	0,070	0,079	0,079	33,2%	12,5%
P3<180 (120.000 m3/año)	0,044	0,058	0,062	0,062	33,2%	6,1%
FD (3.650.000 m3/año)	0,040	0,053	0,078	0,078	33,2%	48,0%
GNC (2.190.000 m3/año)	0,029	0,029	0,033	0,033		11,3%

(1) Resolución ENRG 3461/06 - Tarifa de Distribución previa a la pesificación

(2) Resolución ENRG 3729/07 - Régimen Tarifario de Transición previsto en el Acta Acuerdo

(3) Resolución ENRG 445/08 - Incremento por MMC y negociación con la UNIREN

(4) Resolución ENRG 577/08 - Incremento del Precio de Gas en Boca de Pozo

La variación tarifaria de esta distribuidora, producto de la firma del acta acuerdo, está compuesta por un incremento del 25 % en la tarifa de distribución más un 2% asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional de su zona de licencia. A su vez se aplicaron dos ajustes por el Mecanismo de Monitoreo de Costos en Mayo de 2006 y Noviembre de 2006. En conjunto, esto implicó un aumento del 33,2% para todas las categorías de usuarios salvo el GNC.

¹⁶ Resolución Enargas N° 3729 del 4 de abril de 2007

En Septiembre de 2008 se aprobó un nuevo incremento de sus tarifas de distribución como producto de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos en los períodos posteriores a Noviembre de 2006 y como resultado de la negociación entre la UNIREN y las demás licenciatarias de transporte y distribución. El nuevo cuadro tarifario¹⁷ implicó un incremento del 21,4% en promedio considerando todas las categorías tarifarias, excluyendo el R1 y R2.

En síntesis, como consecuencia del proceso de renegociación del contrato, GAS NATURAL BAN S.A. lleva acumulado un incremento del 55 % en su margen de distribución.

3.8.2. Mecanismos de Ajustes Tarifarios

Las previsiones del Acta Acuerdo firmada por GAS NATURAL BAN S.A. en materia de ajustes tarifarios se dio, como hemos mencionado, en el contexto de una política macroeconómica caracterizada por la prohibición de mecanismos de indexación automáticos. En este marco, si bien se preservarían los mecanismos de Pass Through para el componente de gas y transporte (punto 12.1.9 del Acta Acuerdo), no ocurriría exactamente lo mismo en cuanto a la variación general de precios.

El punto 4 del Acta Acuerdo establece un Mecanismo de Monitoreo de Costos¹⁸ que constituye un procedimiento de cálculo de variación de costos que es calculado cada seis meses por el ENARGAS sobre la base de la estructura de costos del servicio reflejada en la Proyección Económico-Financiera e índices oficiales de precios representativos de tales costos.

Cuando el cálculo semestral varía en más o menos 5% en el Índice de Variación de Costos definido en el Anexo I, el ENARGAS inicia un procedimiento de revisión que activa el proceso de redeterminación de los ingresos por variación de precios de la economía. A su vez, la licenciataria puede presentar un pedido extraordinario de revisión ante el ENARGAS, cuando el cálculo de la variación de los costos sea superior al 10% y este pedido debe ser

¹⁷ Resolución Enargas N° I/445 del 10 de octubre de 2008.

¹⁸ En el Acta Acuerdo firmada por GASBAN se hace referencia al Índice General de Variación de Costos - IVC

resuelto dentro del plazo de 60 días. Cabe señalar que el Índice de Variación de Costos se referencia a los Costos de Explotación y a los Costos de Inversión. No resulta claro cómo se ha considerado el Capital de Trabajo (Activos Corrientes – Pasivos Corrientes).

Respecto de este mecanismo, entendemos que el mismo podría no cumplir al menos explícitamente con el principio de evitar transferir a la empresa regulada el riesgo por factores que son ajenos a su gestión.

Nuestro punto de vista se refiere a tres factores: a) los plazos para resolver los pedidos, b) el costo financiero que podría derivarse de los rezagos temporales en los ajustes tarifarios y c) el costo financiero por exposición a la inflación por los períodos de facturación y cobranza.

a) Plazos para resolver los pedidos. Durante la década del noventa, los ajustes por PPI se realizaban en forma semestral, en donde las Licenciatarias presentaban su propuesta de Cuadro Tarifario con la variación del índice incluida, y el ENARGAS, en caso de no mediar observación, aprobaba los mismos. En este sistema generalmente las Licenciatarias aplicaban sin mayores demoras los ajustes a su facturación. En el esquema actual el mecanismo es distinto toda vez que establece un período de sesenta días corridos, contados a partir de recibida la información pertinente, para que el ENARGAS emita su resolución. Adicionalmente a estos plazos, entendemos que los mismos pueden estar sujetos a variaciones en función de las modalidades de análisis y pedidos de información que se realicen por parte del ENTE.

b) Costo financiero. Si bien el Acta Acuerdo recoge el principio de aplicar los ajustes en forma retroactiva, no esta contemplada -al menos explícitamente- la forma de reconocer el costo financiero que podría originarse en estos casos. Este costo financiero podría eventualmente ser significativo e incluiría el costo por inflación y el costo de inmovilización de capital. Un factor importante es que, como mencionamos anteriormente, los plazos de resolución de los pedidos podrían variar y también el contexto inflacionario. En este sentido entendemos que sería un mecanismo más adecuado para neutralizar estos riesgos, que aquellos montos de ajuste que se den en forma diferida sean aplicados mediante un procedimiento reglado por una tasa de interés que incluya el efecto

de la inflación entre el momento en que debió aplicarse el ajuste y el momento en que efectivamente se aplicó, y la rentabilidad real del capital reconocida para la actividad.

c) En tercer término, una cuestión que entendemos no se encuentra explícitamente considerada en el Anexo I en el Índice de Variación de Costos, y que podría contribuir a mitigar los riesgos no controlables por las empresas prestadoras, es el impacto financiero que podría existir sobre el Capital de Trabajo (Activos de Corto Plazo – Pasivos de Corto Plazo), si la inflación fuese significativa. No observamos que se haya incluido la cuestión del Capital de Trabajo entre los factores a tener en cuenta en materia de ajustes.

TERCERA PARTE: CONCLUSIÓN

Como hemos visto a lo largo del trabajo desarrollado, a partir de la Ley de Emergencia Económica y las Actas Acuerdo firmadas por las Licenciatarias del Servicio Público de Gas, surgieron modificaciones a los mecanismos regulatorios vigentes en nuestro país. En este sentido, aún cuando las Actas Acuerdo ratifican la vigencia de la Ley N° 24.076 a los efectos de la implementación de los procesos de RTI, hay pautas específicas que modificarían el marco regulatorio general. Un ejemplo de ello, como hemos visto, es la introducción de mecanismos de ajustes no automáticos sobre las tarifas.

Según se ha mencionado anteriormente, la regulación por precio máximo tiene por objeto promover la eficiencia productiva asumiendo que la información no está uniformemente distribuida (información asimétrica) entre el regulador y la empresa regulada, lo cual implica una cierta transferencia de rentas hacia la empresa regulada (rentas de información). Sin embargo, hay costos que enfrenta la empresa regulada que no siempre están bajo su control y ello ha sido aceptado por la regulación Argentina con algunas limitaciones.

A partir del análisis desarrollado con relación al mecanismo de Pass Through y de indexación surge que el principio originalmente aplicado por el marco regulatorio fue no incluir dentro del esquema de precio máximo (Price Cap) variables que sean ajenas a la gestión de la empresa. Si se aplicase un

criterio opuesto, entonces en principio la tasa de rentabilidad para el cálculo de tarifas debería incorporar una “*prima*” para cubrir el riesgo de estas variables, lo cual es ciertamente difícil de poner práctica dado que las variables en cuestión pueden encontrarse sometidas a cambios considerables.

Sin embargo, luego de declarada la Emergencia Económica, estos principios originalmente aceptados no han sido totalmente incorporados en los procesos de renegociación de los contratos de servicios públicos dando lugar a una mayor exposición al riesgo por parte de las Licenciatarias.

A modo de conclusión, creemos necesario generar mecanismos regulatorios que permitan adecuar el objetivo regulatorio vigente, es decir, proveer a las prestatarias una rentabilidad justa y razonable coherente con la prestación eficiente del servicio licenciado.

BIBLIOGRAFÍA

- Ley 24.076 - Regulación del Transporte y Distribución de Gas Natural
- Decreto N° 1189 del 10-07-1992 – Privatización de GAS DEL ESTADO.
- Decreto N° 1738 del 18-09-1992 – Reglamentación de la Ley 24.076.
- Decreto N° 2255 del 2-12-1992 – Modifica la Reglamentación de la Ley 24.076.
- Ley 25.561 - Emergencia Pública y de Reforma del Régimen Cambiario.
- Decreto 385/06 Acta Acuerdo de Renegociación Contractual – Gas Natural BAN S.A.
- Decreto 235/09 Acta Acuerdo de Renegociación Contractual – Ecogas Cuyana S.A.
- Decreto 236/09 Acta Acuerdo de Renegociación Contractual – Ecogas Centro S.A.
- Decreto 246/09 Acta Acuerdo de Renegociación Contractual – GasNor S.A.
- Decreto 234/09 Acta Acuerdo de Renegociación Contractual – MetroGas S.A.
- Resol. 445/2008 Ente Nacional Regulador Del Gas - 10-oct-2008 – Cuadro Tarifario de Gas natural BAN S.A.
- La Estructura Tarifaria Como Instrumento de Política Social - Esteban Greco - Raul Bertero - Griselda Lambertini - Alfredo Visintini - José Vanetta – CEARE - Septiembre 2008
- Resol. 3729/2007 Ente Nacional Regulador Del Gas – 04 de Abril de 2007.
- Ley 17.319 – Ley de Hidrocarburos - 30 de Junio de 1967.

ANEXO

Cuadro comparativo entre el Acta Acuerdo de Gas Natural Ban S.A. y el marco regulatorio en cuanto a la Revisión Tarifaria.

A continuación se incluye un cuadro comparativo, que ilustra las diferencias y similitudes entre el Acta Acuerdo de renegociación de la Distribuidora Gas Natural BAN S.A. y los mecanismos previstos en el marco regulatorio, en cuanto a la revisión tarifaria.

	Acta Acuerdo	RQT II
Carácter del acuerdo	Negociación integral del Contrato de Licencia	No es facultativo para el ENARGAS, está prevista en art. 41 y 42 de la Ley 24076 y punto 9.4.1.2 y ss. de las Reglas Básicas de la Licencia. Se trata de un ajuste periódico y de tratamiento a preestablecer por la Autoridad Regulatoria.
Plazo de renegociación	Referido a la renegociación: Período contractual desde el 06/01/2002 hasta fin del contrato de licencia.	Referido al Contrato Original: Desde el otorgamiento hasta la finalización de la Licencia.
Régimen Tarifario	De Transición: Aplicación del cuadro vigente incluyendo variaciones de precio de gas en el PIST más tarifas de Transporte y de Distribución más modificaciones de la Ley de Emergencia más: <ul style="list-style-type: none"> •Aumento del 25% sobre la Tarifa de Distribución desde el 01/11/2005 (usuarios R desde el 01/01/2006) •Índice General de Variación de Costos calculado y revisado por el ENARGAS cada 6 meses sobre la base de una estructura de costos de explotación e inversiones e índices oficiales de precios representativos de tales costos. 	Régimen de Tarifas Máximas, calculadas en dólares estadounidenses, (Price Cap) con traslado de los costos más significativos. Tarifa al usuario final compuesta por precio del gas, más tarifa de transporte y distribución. Las tarifas deben revisarse cada 5 años. Considerada una revisión global del nivel tarifario. <p>Los ajustes semestrales se definieron conforme a la siguiente fórmula: $PPI - X + K$, donde</p> <ul style="list-style-type: none"> • PPI es un indicador de mercado internacional que

•Posibilidad de pedido de revisión por la Licenciataria ante variación igual o superior al 10% del IVC (sin perjuicio del art. 46 de la Ley 24076)

•Aumento adicional del 2% asignable a obras de ampliación para todos los usuarios desde 01/11/2005 asignado a la ejecución de obras de ampliación del sistema de distribución en áreas de baja densidad poblacional. (usuarios R desde 01/01/2006)

RTI: para un nuevo régimen de tarifas máximas calculadas en pesos por 5 años.

Si la variación de la Tarifa Promedio de Distribución, calculada para todo el conjunto de los usuarios, resultara superior al aumento del 25% previsto, dicha variación se trasladaría a la tarifa de distribución en 3 etapas en porcentajes similares.

Asimismo la tarifa de distribución promedio, resultante de la RTI no podrá ser inferior a la tarifa de distribución promedio, resultante de tomar el valor vigente al 31/10/2005 incrementado en los porcentajes previstos en los párrafos 4.1. y 4.7 de la Cláusula Cuarta (25% y 2%) y debidamente corregido por las eventuales modificaciones que pudieran producirse por la aplicación de la Cláusula Cuarta, párrafos 4.2. y/o 4.4 (IVC) entre el 1/11/2005 y la publicación en el Boletín Oficial de la Resolución que aprueba el Cuadro Tarifario resultante de la RTI.

refleja los cambios de valor de los bienes industriales en los Estados Unidos;

• “Factor X” o “factor de eficiencia” disminuye las tarifas con el objeto de estimular la eficiencia y trasladar a los usuarios parte del beneficio de las ganancias de productividad de las empresas reguladas;

•“Factor K” o “factor de inversión” refleja el aumento tarifario necesario para financiar proyectos de inversión deseables en construcción, operación y mantenimiento de instalaciones, que no resultan rentables a la tarifa original.

Estaban vigentes desde el 1/1/98 las tarifas resultantes del primer proceso de RQT llevado a cabo durante los años 1996 y 1997

<p>Plazo para la elaboración y entrada en vigencia del nuevo cuadro tarifario</p>	<p>La elaboración se daría entre el 20/7/2005 y 30/6/2006. El régimen resultante sería aplicable a partir del 01/8/2006.</p>	<p>La elaboración se daría en un plazo de 3 años: desde principios de 2000 y debería haber entrado en vigencia en enero de 2003.</p>
<p>Régimen de calidad en la prestación del Servicio</p>	<p>Condiciones de calidad previstas en el Contrato de la Licencia.</p>	<p>Condiciones de calidad previstas en el Contrato de la Licencia.</p>
<p>Proyección Económico Financiera</p>	<p>Calculada en pesos. Presentación trimestral por la Licenciataria</p>	<p>Se requeriría a cada Licenciataria una planilla con componentes del Caso Base incluyendo costos varios, inversiones, demandas, etc. atendiendo solo a aquellas áreas que se encuentren abastecidas y con cambios proyectados en la demanda que consideren solo el crecimiento vegetativo de la misma. Auditoría de los componentes del Caso Base por Consultoras contratadas por el ENARGAS</p>
<p>Plan de Inversiones</p>	<p>Informe anual de grado de avance del plan al Ente. Informe trimestral. Se permite apartamiento del 10% de lo estipulado. Reparto de dividendos supeditado a aprobación previa del Ente.</p>	<p>Se requerirían planes de inversión propuestos por las Licenciatarias a ser considerados en el Caso Base y en la determinación del Factor K. El ENARGAS controlaría la ejecución de las inversiones previstas en el Caso Base a partir información periódica aportada por aquellas. Los proyectos de inversiones que propusieran las Licenciatarias para el Factor K, en principio deberían ser usufructuados por la mayoría de los usuarios del sistema de transporte y de distribución, definiéndose los siguientes criterios para la identificación de proyectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquéllos destinados a la

		<p>provisión de gas a localidades que no cuenten con el servicio de gas natural.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aquéllos que tengan por finalidad incorporar nuevos usuarios en áreas ya abastecidas y que permitan además beneficios adicionales a efectos de brindar mayor flexibilidad y seguridad a los sistemas de distribución. • Proyectos que aumenten la confiabilidad, seguridad y eficiencia del servicio. <p>La implementación del factor K semestral se realizaría, previa constatación del ENARGAS, una vez que los proyectos presentados permitan comenzar a prestar el servicio a los usuarios.</p>
Obligaciones Particulares	<p>A partir de la entrada en vigencia y hasta la aprobación de la RTI la Licenciataria deberá:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cumplir con el Plan de Inversiones. • Informar suficientemente como para permitir el seguimiento de la Proyección Económico- Financiera y del Plan de Inversiones. 	<p>La metodología definida para la RQT II preveía que el caso que las inversiones contempladas en el Caso Base no se realizaran o se ejecutasen parcialmente, independientemente de las eventuales sanciones a que hubiere lugar por incumplimientos de la normativa vigente, dicho comportamiento sería tenido en cuenta por el ENARGAS para proceder al ajuste tarifario del período quinquenal siguiente.</p>
Limitaciones en cuestiones societarias	<p>Durante el período de transición: los accionistas mayoritarios necesitarían aprobación del ENARGAS para la venta de acciones.</p>	

<p>Modificaciones</p>	<p>Durante el período de transición contractual: para modificaciones normativas o regulatorias que pudieren tener impacto sobre el costo del servicio, a pedido de la Licenciataria el ENARGAS evaluará la procedencia de una readecuación tarifaria.</p>	<p>Los transportistas, distribuidores y consumidores podían solicitar al ENARGAS modificaciones de tarifas, cargos, precios máximos, etc si su pedido se basa en circunstancias objetivas y justificadas. El Ente debía resolver en el plazo de 60 días previa convocatoria a audiencia pública.</p>
<p>Ajuste de Tarifas y eficiencia</p>	<p>La RTI establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> •Mecanismos no automáticos de adecuación semestral de la Tarifa. •Diseño e implementación de métodos para incentivar y medir la eficiencia. 	<p>Las Tarifas de Transporte y Distribución eran ajustadas semestralmente según PPI. El factor X como índice destinado a inducir a una mayor eficiencia por parte de la licenciataria. Se establece su inclusión en la tarifa en cada período semestral.</p>
<p>Régimen de Calidad del Servicio</p>	<p>Se establece:</p> <ul style="list-style-type: none"> •El diseño de un sistema de control de calidad de servicio •Conveniencia de establecer áreas de calidad diferenciadas. 	<p>El ENARGAS puede requerir de los transportistas y distribuidores los documentos e información necesarios para verificar el cumplimiento del marco regulatorio, su reglamentación y los respectivos términos de las habilitaciones, realizando las inspecciones que al efecto resulten necesarias, con adecuado resguardo de la confidencialidad de información.</p>
<p>Actividades no Reguladas</p>	<p>Análisis del impacto, de las ventajas o desventajas y de posibles incidencias en tarifas del servicio público.</p>	<p>Análisis de la separación contable del negocio de las distribuidoras, de las actividades de comercialización (provisión de gas y transporte), y de distribución.</p>

Costos del Servicio	El ENARGAS elaboraría un análisis basado en costos razonables y eficientes para determinar la remuneración debida a la Licenciataria, incluyendo en ella la auditoría técnica y económica de los activos esenciales.	Determinación de los costos operativos lógicos aplicables al servicio a partir de la información remitida por la Licenciataria en el Caso Base.
Base de Capital	El ENARGAS establece los criterios para aplicar en la RTI. Tendrá en cuenta los activos necesarios para la operación eficiente y prudente del servicio. Valuación de activos teniendo en cuenta el valor actual contable que expresen el estado de conservación de los bienes considerando el valor de los mismos al comenzar la Licencia, más las incorporaciones posteriores, bajas y depreciaciones. Asimismo se efectuarán en moneda nacional y serán ajustadas por coeficientes locales representativos de la variación de los costos de dichas inversiones.	La valuación del activo contiene el precio global pagado por los activos al momento de la privatización menos el precio de los bienes no necesarios para prestar el servicio regulado, más las inversiones en activos esenciales, menos las bajas y deducidas las depreciaciones.
Tasa de Rentabilidad	Se determinará conforme lo establecen los artículos 38 y 39 de la Ley N° 24.076. A tal fin, ésta deberá ponderar la remuneración del capital propio y de terceros.	<p>La rentabilidad prevista es la similar a la de otras actividades de riesgo equiparable o comparable, y debe guardar relación con el grado de eficiencia y prestación satisfactoria de los servicios.</p> <p>El costo de capital se calcularía por el WACC, el cual contempla el costo de endeudamiento y el del capital propio.</p>

<p>Conexión de Frentistas de Redes sin Servicio</p>	<p>El ENARGAS podrá establecer los procedimientos en los que se reconocerán los costos de conexiones e instalaciones internas que tome a su cargo la Licenciataria.</p>	
<p>Pass-Through</p>	<p>Se respetará el mecanismo de transferencia a las Tarifas los costos del Gas y del Transporte (cap. 9 de la Ley 24076)</p>	<p>Se adoptó el mecanismo de pass-through a tarifas de costos altamente significativos como el precio de compra de gas, la tarifa de transporte, las tasas e impuestos.</p>
<p>Tasas y Cargos</p>	<p>Análisis de costos para determinar los valores de Cargos y Tasas del servicio de la actividad regulada.</p>	
<p>Tarifa Social</p>	<p>La Licenciataria aplicará un régimen de Tarifa Social una vez aprobada por la autoridad pertinente.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Hogares indigentes: el REN determinará los potenciales beneficiarios. Se elaboraría un padrón de beneficiarios • Consumo inferior a valores preestablecidos • El importe del subsidio figuraría detallado en la factura, el cual podría incluir costos de conexión y reconexión del servicio. • La calidad será la misma para usuarios de la misma categoría. <p>Financiación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La financiación sería con aportes del Estado • Habría reducción de impuestos para los beneficiarios. • Habrían aportes de usuarios y de la Licenciataria. 	<p>Están prohibidos los subsidios cruzados. Los subsidios tarifarios debían ser explícitos en el presupuesto nacional.</p> <p>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.</p>

<p>Mejora en Sistemas de Información de la Licenciataria</p>	<p>Sistema de representación cartográfica de las redes. Sistema de contabilidad separada para actividades no reguladas. Informe anual del ENARGAS respecto al cumplimiento del Contrato incluyendo un análisis y evaluación del Plan de Inversiones.</p>	<p>RBL 4.2.16. La licenciataria deberá proporcionar a la Autoridad Regulatoria la información que ésta disponga, y llevar su contabilidad de acuerdo con las normas contables vigentes y las reglas que aquélla establezca. 15.1.4. Suministrar a la Autoridad Regulatoria la documentación contable y técnica que ésta le requiera.</p>
<p>Desarrollo de Tecnología y política de compra nacional</p>	<p>Informe semestral al ENARGAS de acuerdo a la Ley 25.551. Garantía de transparencia y competitividad.</p>	
<p>Auditorías</p>	<p>Se requiere la contratación de especialistas para una Auditoría técnica y económica de los bienes necesarios para la prestación del servicio.</p>	<p>RBL 15.1.5. La licenciataria deberá facilitar el acceso de los funcionarios de la Autoridad Regulatoria a las oficinas e Instalaciones de la Licenciataria dentro de las horas normales de oficina, para llevar a cabo inspecciones y auditorías.</p>
<p>Régimen sancionatorio</p>	<p>Ante el incumplimiento de la Licenciataria se aplicarán las sanciones ya determinadas por el ENARGAS. Proporcionalidad.</p>	<p>El ENARGAS tiene la facultad de reglamentar el procedimiento para la aplicación de las sanciones que correspondan por violación de disposiciones legales, reglamentarias o contractuales, asegurando el principio del debido proceso.</p>

<p>Suspensión de desistimiento de la Licenciataria y accionistas</p>	<p>Se requiere la suspensión de reclamos, recursos y demandas en curso respecto a lo dispuesto por la Ley de Emergencia o por la anulación del índice PPI, tanto para las entabladas en el país como en el exterior. Esto como condición previa a la firma del Acuerdo.</p> <p>Desistimiento del derecho y las acciones hasta 10 días luego de publicada en el Boletín Oficial el nuevo cuadro tarifario. Necesidad del 94% de adhesión de los accionistas, sino el otorgante podrá suspender la ejecución. En tal caso habrá una nueva intimación por 15 días, sino se habilita al otorgante a rescindir el contrato de Licencia.</p> <p>Situación especial para accionistas minoritarios institucionales.</p>	
<p>Condiciones para la entrada en vigencia</p>	<p>Cumplir procedimientos Presentación de instrumentos legalizados. Presentación de copia del Acta de Asamblea de Accionistas que aprueba el acuerdo.</p>	
<p>Condiciones generales</p>	<p>Trato equitativo: el otorgante dará trato similar y en igualdad de condiciones que otras empresas de servicio público.</p>	
<p>Seguimiento e implementación de procesos</p>	<p>El órgano de aplicación será la UNIREN. Colaboración del Poder Ejecutivo Nacional, la Secretaría de Energía de la Nación y el ENARGAS.</p>	
<p>OBJETIVOS</p>	<p>Adequar ciertos contenidos del Contrato de Licencia en función de preservar la accesibilidad, continuidad y calidad del servicio prestando a los usuarios y establecer</p>	<p>Desde la privatización el objetivo fue conjugar una tarifa baja con un alto ingreso para el gobierno por la venta de activos. Asegurar tarifas justas y</p>

	<p>condiciones transitorias y permanentes que propendan al equilibrio contractual entre OTORGANTE Y LICENCIATARIA.</p> <p>A efectos de proveer a la licencia de los recursos necesarios para sostener la continuidad, calidad y seguridad en el servicio público, es requerido adoptar ciertas medidas transitorias que atenúen el impacto del incremento de los costos de prestación del servicio en la remuneración de la Licenciataria.</p>	<p>razonables a través de una revisión global (análisis de rentabilidad de empresas)</p> <p>Asegurar confiabilidad y seguridad del servicio</p> <p>Aumentar la competencia.</p> <p>Incentivar la expansión del sistema</p>
--	--	--