



UNIDAD DE ANÁLISIS DE POLÍTICAS
SOCIALES Y ECONÓMICAS

ANÁLISIS ECONÓMICO

VOLUMEN 21

UNA APROXIMACIÓN DE LOS DETERMINANTES DEL CRECIMIENTO ECONÓMICO EN BOLIVIA 1960-2004 Julio Humérez Quiroz Hugo Dorado Aranibar	1
EFFECTOS DE LA DEUDA EXTERNA Y OTRAS POLÍTICAS MACRO SOBRE EL PRODUCTO: UNA APROXIMACIÓN DE VECTORES AUTORREGRESIVOS Julio Humérez Quiroz Daniel Hernaiz Diez de Medina	40
EVALUACIÓN DE LA SOSTENIBILIDAD DEL PAGO DEL BONOSOL Ramiro Gamboa Rivera	62
DURACIÓN DEL DESEMPLEO EN EL ÁREA URBANA DE BOLIVIA: UN ANÁLISIS DE LOS EFECTOS DE NIVELES DE INSTRUCCIÓN Y CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS Gustavo Canavire Bacarreza Fernando Landa Casazola	83
DESCENTRALIZACIÓN DE LA EDUCACIÓN EN BOLIVIA Kathlen Lizárraga Zamora	110
REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS: LOS CASOS DE BOLIVIA Y MÉXICO Katherina Capra	147

Enero 2006

REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS: LOS CASOS BOLIVIA Y MÉXICO

Katherina Capra¹

Resumen

El presente trabajo realiza una comparación de la regulación tarifaria de la actividad de transporte de hidrocarburos por ductos en México y Bolivia, donde el sistema de regulación se implementó casi de manera paralela pero con la aplicación de diferentes metodologías. Bolivia regula la tarifa de transporte vía tasa de retorno mientras que México lo hace vía ingresos máximos. En tal sentido, el documento incorpora una revisión en detalle de las principales variables que alimentan a los modelos tarifarios de ambos países.

Una vez concluido, el documento, se encontró que para el caso boliviano, la aplicación de una tarifa estampilla genera problemas con los potenciales by pass² que se puedan realizar al sistema de transporte, y que el modelo tarifario podría mejorarse mediante la implementación de la metodología de cálculo de eficiencia X utilizada por México. Asimismo, el sistema de regulación ha tenido avances importantes en cuanto el regular a la actividad de transporte.

En el caso mexicano, se concluyó que las variables claves del modelo tarifario deben ser especificadas explícitamente a fin de evitar discrecionalidad, para ello, el marco legal de la regulación debe establecer de manera concreta un referente que podrá ser mediante, máximos, mínimos, modelos económicos o financieros, rangos o un valor específico.

Palabras clave: Regulación, tarifas, transporte, hidrocarburos

Código JEL: G18, L43, L91, L95

¹ Agradecimiento a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), en especial al Lic. Francisco De la Isla director de la Unidad de Política Económica (UPE) de la CRE, y profesionales de la UPE por toda la información, experiencia en el campo de regulación, comentarios al trabajo y tiempo que me brindaron para poder realizar el presente documento. Asimismo, mis mayores agradecimientos por los comentarios emitidos al trabajo a Horacio Romanelli, Milton Carreon, y Luis Castro.

² Alguna empresa que se encuentre cerca de su mercado puede convenirle realizar su ducto propio y con ello pagar menos por la tarifa.

1 INTRODUCCIÓN

Los aspectos teóricos sobre la regulación están ampliamente desarrollados en la literatura económica, por lo que el interés de realizar el presente documento de trabajo consistió en profundizar el conocimiento sobre la regulación económica del sector hidrocarburos en Bolivia y México, países con estructuras de mercados similares en un momento de tiempo y donde el sistema de regulación se implementó casi de manera paralela.

Bolivia y México, abrieron su economía al sistema de regulación sectorial a mediados de la década de los 90. Sin embargo, esta apertura tuvo diferentes causales, en el caso de Bolivia fue el cambio en la propiedad de las empresas que realizan la actividad hidrocarburífera, mientras que en México fue el impulso al desarrollo de ciclos combinados³ en el sector eléctrico. A pesar de ello, la regulación en ambos países se dio solo en las diferentes etapas del downstream⁴.

En Bolivia se regula al sector de hidrocarburos en las actividades de comercialización, refinación, almacenaje, transporte y distribución del crudo y gas natural⁵. En México, se regula en las actividades de venta de primera mano de gas natural⁶, almacenaje, transporte y distribución, así como ventas de primera mano, transporte y distribución por ductos de gas licuado de petróleo⁷.

Sin duda, la temática es amplia y podrían plantearse muchos temas de investigación. Sin embargo, para realizar un análisis comparativo sobre los dos sistemas regulatorios se ha visto por conveniente incorporar un breve análisis de las principales características de los sistemas regulatorios en ambos países, el trabajo se focaliza en las actividades de regulación económica que se las ha considerado exitosas.

En el caso boliviano, el éxito en regulación es en las tarifas de transporte por ductos mientras que en el caso mexicano, el éxito en regulación económica es la determinación de tarifas máximas para la actividad de distribución.

Se presenta un análisis a detalle de las experiencias más exitosas en ambos países. Sin embargo, sólo se realiza un capítulo específico de comparación entre Bolivia y México en la regulación económica de transporte porque hasta junio de 2005, Bolivia regulaba la actividad de distribución solo técnicamente. Asimismo, el interés de realizar dicha comparación reside en que ambos países presentan diferentes metodologías. Bolivia regula la tarifa de transporte vía tasa de retorno mientras que México lo hace vía ingresos máximos.

³ Son ciclos combinados aquellas generadoras que generan electricidad a partir de gas u de otro insumo como ser diesel, kerosene, etc.

⁴ El downstream comprende desde el transporte de hidrocarburos del lugar de explotación hasta su consumo final.

⁵ Hasta la Ley 1689, de abril de 1996, sólo se regulaba económicamente el transporte, las demás actividades solo tenían regulaciones técnicas.

⁶ Primera enajenación de gas de origen nacional por Petroleos Mexicanos (PEMEX) a un tercero en territorio nacional, lo cual excluye cualquier comercialización posterior o primera venta de gas importado, sea por Pemex o particulares

⁷ La regulación en el sector de hidrocarburos en México solo incluye al gas natural y al Glp, y no así a los otros derivados del crudo.

Cabe mencionar, que una de las motivaciones para realizar dicho trabajo consistió en presentar como se realiza en la práctica la regulación económica de las tarifas de transporte, dado que dicha temática no se encuentra descrita en la literatura de regulación.

Asimismo, debido a que Bolivia recientemente ha aprobado una nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058, y que hasta la fecha no se ha aprobado el nuevo Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, este documento se refiere al marco bajo la anterior Ley; Ley de Hidrocarburos N° 1689.

El documento consta de seis secciones, en la primera sección se realiza una introducción al tema, la segunda efectúa una síntesis sobre aspectos teóricos generales de la regulación, la tercera sección describe las características generales del sistema regulatorio del sector hidrocarburífero en Bolivia y México, la cuarta sección plasma la práctica regulatoria en la tarifa de transporte de gas natural en ambos países y la quinta establece las similitudes y diferencias entre ambos sistemas de regulación tarifaria. Finalmente, la sexta sección presenta las conclusiones.

2 ASPECTOS TEÓRICOS GENERALES

A manera de facilitar la comprensión, a riesgo de repetición de lo que se encuentra ampliamente tratado en otros documentos, se realiza una síntesis de los aspectos teóricos más importantes.

La Teoría Económica de la Regulación contempla la regulación de precios a través de la regulación por Límite de Precios o Precios Tope (RLP) y la Regulación por Tasa de Retorno (RTR), mismas que -en su mayoría- son usadas en la práctica en aquellos países que cuentan con un sistema de regulación. Ambas metodologías buscan que el regulador diseñe sistemas donde se llegue a contar con precios más competitivos. No obstante, el principal objetivo de la regulación económica es regular sobre el retorno de la empresa.

El mecanismo de regulación tarifaria óptimo depende de las características del sistema a ser regulado, particularmente en lo que hace al riesgo. (Price cap vs. tasa de retorno)

Dentro de las principales características de la regulación vía tasa de retorno se pueden citar a las siguientes:

- Escasos incentivos a la eficiencia por pass-through de costos.
- Inversión excesiva de capital.
- Elevado grado de discrecionalidad del regulador.
- Asimetrías informativas, por lo que el regulador requiere mucha información.
- Políticamente sostenible.

Y en la regulación por precios máximos, dentro de sus principales características, se pueden citar:

- Precio tope más estándar de performance del servicio.
- A partir de un cierto precio, cada periodo, la firma puede variar los precios que cobra de acuerdo a una tasa de inflación (RPI) menos un monto estimado por mejoras de productividad (X), el factor X es elegido en cada revisión tarifaria.
- La empresa se queda con cualquier mejora de eficiencia entre los periodos de revisión.
- Puede haber un efecto de captura regulatoria.
- Los beneficios pueden ser muy altos o muy bajos, no asegura eficiencia.

Para la elección del tipo de regulación, esta no sólo debe depender de su fuerza teórica o de su atractivo técnico sino que también debe ser condicionada por las características específicas del mercado que se regula y del contexto político institucional en el que se presta el servicio.

Los cambios en las condiciones de mercado debido a la regulación presionan a las empresas a adoptar mejoras tecnológicas, a minimizar costos o maximizar beneficios. En tal sentido, los entes reguladores deben revisar que las bajas en costos sean transferidas a los usuarios vías menores tarifas y no así vía incrementos en su utilidad.

Por tanto, la tarifa, es la herramienta con la que cuenta el ente regulador para asegurar la prestación de los servicios públicos y traspasar a los usuarios las ganancias de eficiencia. De esta manera, la tarea del regulador es definir la estructura de la tarifa, a ser cobrada, y seleccionar el mecanismo de incentivos para atraer inversiones. Las tarifas deben generar ingresos suficientes para cubrir los costos, inversiones, impuestos y otorgar una tasa de retorno adecuada a las inversiones.

El regulador debe velar por una tarifa sostenible (que cubra los costos y retribuya adecuadamente al capital y que atraiga inversiones), eficiente (que el precio tienda al costo marginal y que se minimicen los costos) y equitativa (que no discrimine y haya accesibilidad). Sin embargo, en la práctica se contraponen los objetivos antes mencionados, dado que un sistema de regulación puede ser eficiente pero no necesariamente equitativo. En tal sentido, depende de política sectorial, y de la metodología de regulación que escoja el país para obtener uno u otros objetivos deseados.

Las tarifas pueden dividirse en tres tipos:

1. Tarifas Lineales.
2. Tarifas No Lineales.
3. Tarifas Multiproducto.

Las tarifas Lineales, son aquellas que otorgan un pago uniforme por unidad de consumo, éste tipo de tarifas son eficientes porque la Tarifa es igual al Costo Marginal (CMg), pero no son sostenibles, dado que el CMg es menor al Costo medio (CMe).

Las Tarifas No lineales, son aquellas que incorporan un cargo fijo más uno o varios cargos variables, este tipo de tarifa es eficiente desde el punto de vista asignativo, es sostenible

porque se cubre los costos fijos, pero puede ser inequitativa, si el cargo fijo es muy alto, dado que se estarían excluyendo a algunos consumidores del mercado.

Dentro de esta estructura tarifaria están las: i) Tarifas en dos partes, ii) Tarifas en bloques decrecientes, y, iii) Tarifas en bloques crecientes.

Las Tarifas Multiproducto, son inversamente proporcionales a las elasticidades. Este tipo de tarifa reduce la distorsión asignativa al minimizarse el cambio en el consumo (se les cobra más a aquellos que no responden a los cambios de precios); sin embargo, puede ser altamente inequitativa.

Una revisión periódica, en la regulación económica de tarifas o precios, es necesaria, porque cambios en costos y precios pueden ocasionar que la firma obtenga mayores beneficios a los esperados. Una herramienta para prever ello es ajustar los resultados del permisionario por un factor de eficiencia que se lo ha llamado factor de eficiencia “X”.

3 EL SISTEMA REGULATORIO DEL SECTOR HIDROCARBURIFERO DE BOLIVIA Y MÉXICO

3.1 Creación del Sistema de Regulación en Bolivia

Como consecuencia del nuevo modelo económico adoptado por el gobierno de Bolivia a partir de 1985; el Estado deja de involucrarse en la producción de bienes básicos y de inversión así como en la provisión de servicios públicos.

A mediados de la década de los 90, comienza el proceso de privatización de las principales empresas de servicio del Estado, este proceso vino acompañado de reformas sectoriales y de la implementación de un sistema regulatorio que buscaba promover la competencia y eficiencia en los sectores de Telecomunicaciones, Electricidad, Hidrocarburos, Agua Potable, Alcantarillado Sanitario y Transporte. En el caso del sector de hidrocarburos, las empresas de exploración, explotación y el principal sistema de transporte por gasoductos fueron capitalizados en el año 1997. Pero sólo el último es regulado a partir de su cambio de propiedad. Sin embargo, no es hasta el año 2000, luego de privatizadas las empresas de refinación, que la actividad de transporte por poliductos, estaciones de servicio y plantas de almacenaje se transfieren al sector privado.

La Ley No. 1600 de 1994 (Ley SIRESE) creó el Sistema Regulatorio Sectorial, entre ellos la Superintendencia de Hidrocarburos (SH), cuyo objeto es arbitrar dentro del proceso con el fin de proteger adecuadamente los intereses del Estado, empresas y consumidores, dotando las respectivas leyes sectoriales y reglamentos que norman y delimitan sus funciones.

El año 1996, el gobierno boliviano promulga la Ley de Hidrocarburos No 1689, en la cual se afirman las bases de la reforma del sector de hidrocarburos, se establecen las modalidades del desarrollo de la industria del gas natural, las características del ente regulador y los mecanismos y modalidades de regulación del mercado.

Dentro de las competencias de la SH está la de regular el downstream del sector, es decir la comercialización, distribución y transporte de los hidrocarburos y sus derivados siendo una institución autárquica, de derecho público con jurisdicción nacional y autonomía de gestión técnica, administrativa y económica⁸.

La SH regula a las empresas transportadoras de hidrocarburos por ductos, mediante el establecimiento de tarifas y precios que aseguren el costo más bajo, precautelando la seguridad y continuidad del servicio.

Desde su inicio la SH, comenzó a regular todas estas actividades técnicamente. Sin embargo, la regulación económica para distribuidoras de gas por redes y refinerías vino más tarde, con la nueva Ley N° 3058.

3.2 Creación del Sistema de Regulación en México

Para el caso de México, la exploración, producción y procesamiento de los hidrocarburos, siguen siendo actividades reservadas para el Estado. Sin embargo, al igual que en Bolivia, el transporte, almacenaje y distribución de gas están abiertas a la participación privada y por tanto, es competencia de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) regular estas actividades.

La Regulación del sector energético en México nace con el objetivo de transferir parte de las obligaciones financieras al sector privado, y que dichos coadyuven a desarrollar el sector eléctrico, mediante una mayor inversión en plantas de generación, en particular la incorporación de ciclos combinados.

Adicionalmente, se pensó que dadas las restricciones presupuestarias que enfrentaba Petróleos Mexicanos (PEMEX), mismas que limitaron la construcción y expansión de ductos y con la incorporación al Tratado de Libre Comercio, los privados podrían participar de esta actividad y de su desarrollo, para fortalecer la competitividad del país respecto a la de Estados Unidos y Canadá, abriéndose por tanto el mercado del Gas a los privados.

A través de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 en el Ramo del Petróleo (1995), se plantean importantes modificaciones a la estructura industrial al sector del gas natural. Esta reforma es la que abre la posibilidad de que el sector privado tenga sistemas de transporte, almacenamiento, y distribución de gas natural, actividades que antes eran exclusivas de PEMEX.

⁸ Este ente regulador no representa un costo para el Tesoro General de la Nación, ya que el presupuesto necesario para su funcionamiento proviene de las tasas que son pagadas por las empresas reguladas, de acuerdo a Ley, por el servicio de regulación que prestan.

En octubre de 1995, se amplía las atribuciones de la CRE, misma que fue creada en 1993. A que dicha instancia pase de ser un órgano consultivo en materia de electricidad, como lo estableció su decreto de creación en 1993, a uno desconcentrado de la Secretaría de Energía, con autonomía técnica y operativa, encargada de la regulación de gas natural y energía eléctrica en México.

La CRE regula a las empresas del sector, aprobando precios máximos para la venta de primera mano, tarifas máximas para los servicios de transporte, almacenamiento y distribución, y términos y condiciones de la prestación del servicio.

La realización de las actividades de transporte, almacenamiento y distribución requiere de un permiso previo otorgado por la Comisión.

Las actividades de transporte, distribución y los servicios de almacenamiento son reguladas por un límite máximo al ingreso promedio por unidad (ingreso máximo) que perciben por la prestación de sus servicios. Este límite puede ser diferente para cada transportista o distribuidor. El ingreso máximo se determina de manera que los transportistas y distribuidores eficientes puedan obtener una rentabilidad apropiada sobre sus activos (return of equity).

La idea de esta metodología es incrementar el ingreso máximo anualmente conforme a: i) un índice de inflación, ii) factor de ajuste, y, iii) factor de eficiencia⁹ que refleja los aumentos de productividad en el sector. El factor de eficiencia es cero para los primeros cinco años de la prestación del servicio.

La regulación de Ventas de Primera Mano (VPM), se la realiza a través del establecimiento de un precio máximo, el mismo se determina en función del costo de oportunidad y condiciones de competitividad respecto del lugar donde se realiza la venta y las alternativas de suministro de los usuarios.

4 REGULACIÓN ECONÓMICA Y DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN BOLIVIA Y MÉXICO

4.1 La Regulación de la actividad del transporte de Gas Natural en Bolivia

4.1.1 Descripción de los procesos para la determinación de las tarifas de transporte de Gas Natural en Bolivia

⁹ Dentro de la regulación de la actividad de distribución, un factor importante para el éxito de la misma fue contar con una metodología específica para la regulación de la eficiencia X, la misma se la presenta en el Anexo.

La regulación económica de tarifas, de transporte en Bolivia¹⁰, se realiza utilizando el método directo de tasa de retorno (RTR)¹¹. Se adoptó esta regulación para atraer inversiones, debido al mal estado en que se encontraban sus ductos, y a la necesidad de realizar las inversiones para construir el ducto de exportación al Brasil y adecuar la red interna para tal propósito. Actualmente, existen tarifas tanto para el mercado externo como para el mercado interno. Las tarifas del mercado interno de gas son subvencionadas.

La SH regula económicamente la actividad de transporte por ductos, ya sean estos gasoductos (ductos que transportan gas), oleoductos (ductos que transportan crudo) y poliductos (ductos que transportan productos refinados).

Para ello, el Ejecutivo emitió el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD)¹², que establece los procedimientos legales que deben seguir las empresas para obtener y operar una concesión, cuya administración está a cargo de la SH. Asimismo, la SH, en cumplimiento de sus funciones ha emitido varias Resoluciones Administrativas orientadas a establecer un marco legal más detallado.

El RTHD da la opción a las empresas de ser reguladas ya sea mediante el cálculo de flujo de caja (tasa de retorno) o por tarifas de requerimiento de ingreso (tasa de retorno). La actividad del transporte de hidrocarburos por ductos se realiza mediante la otorgación de una concesión administrativa otorgada por la SH¹³.

En Bolivia existen 18 concesiones de transporte, de las cuáles 17 son reguladas económicamente¹⁴, de estas 16 son reguladas a través de la metodología de flujo de caja (FC) y sólo una empresa se la regula a través de requerimiento de ingresos. De estas 18 concesiones, 12 son concesiones otorgadas para el transporte de gas, 3 para el transporte de líquidos, y 3 para el transporte de refinados.

4.1.2 Proceso de otorgamiento de la concesión

Cualquier empresa en Bolivia que desee operar un ducto, primero debe solicitar una concesión a la SH y adjuntar toda la información económica y financiera sobre su proyecto. Las concesiones son otorgadas por la SH por un plazo máximo de cuarenta (40) años y todos estos ductos son de acceso abierto.

En el RTHD se define la tasa de retorno a otorgar a la empresa, esta determinación es hasta octubre de 2006, dado que a partir de ahí se plantea una nueva metodología. Por ello, la información que presente ésta sobre el proyecto, debe sustentar este retorno.

¹⁰ En Bolivia, los gasoductos internos cuentan con una longitud de más de 3500 km, existen en operación 15 gasoductos operando, de los cuales 3 están destinados exclusivamente a la exportación.

¹¹ Cabe señalar que el presente documento se lo realiza en función al RTHD de la Ley 1689, dado que actualmente se está elaborando un nuevo RTHD.

¹² Hasta la fecha, han sido elaborados 2 RTHD, pero con la aprobación de la Nueva Ley de Hidrocarburos N° 3058 de mayo de 2005, un nuevo reglamento será aprobado en el transcurso del año.

¹³ En caso de que la construcción de un nuevo ducto sea considerada de interés público, la SH a requerimiento del Ministerio de Hidrocarburos procederá a la licitación pública para la concesión de la construcción y operación del mismo.

¹⁴ El gasoducto a Brasil, no es regulado económicamente.

Una vez que la empresa ha presentado toda la información del proyecto, la tarea de la SH consiste en realizar una evaluación exhaustiva de sus costos, inversiones, volúmenes e ingresos. Con esta información, la SH establece los volúmenes, costos, inversiones y otro tipo de variables relevantes que considera deben ingresar al modelo tarifario.

Paralelamente, la SH pasa toda esta información de la empresa a los cargadores del ducto, para que éstos emitan una opinión, ya que son en última instancia los que pagan el servicio.

Con la información presentada de la empresa que solicita la concesión y el cuestionamiento de los cargadores, lo que hace la SH es aprobar una tarifa. La tarifa de transporte, se la determina una vez que fue aprobado el proyecto y ello se da al momento de otorgar la concesión.

Para el otorgamiento de una concesión, además de las presentaciones de varios requerimientos administrativos, el solicitante debe cumplir con requerimientos técnicos y con todas las normas de medio ambiente, técnicas y de seguridad. Una vez presentados todos esos requerimientos, la SH evalúa y da su aprobación.

4.1.3 Aprobación del presupuesto ejecutado

Luego de un año de operación, el concesionario debe presentar a la SH el presupuesto del año ejecutado. El ente regulador nuevamente realiza una revisión a profundidad de las variables que conforman el presupuesto y le manda una copia del mismo a los cargadores.

Para que la SH apruebe el presupuesto ejecutado, éste debe estar previamente auditado por un auditor externo, quien tiene la tarea de revisar la ejecución del concesionario. La tarea del auditor externo consiste en determinar si realmente se ha ejecutado los costos y gastos que dice el concesionario y en especial determinar que costos de operación e inversiones son racionales y prudentes. Es decir, que estas variables reflejen condiciones competitivas de libre mercado, bajo una administración racional y prudente.

Una vez que emite un dictamen el auditor externo, la SH con el informe del auditor y los cuestionamientos de los cargadores y con la información previa sobre el presupuesto preliminar que presentó la empresa concesionaria, aprueba el presupuesto ejecutado.

Los valores aceptados en el presupuesto ejecutado aprobado, son incluidos como valores verdaderos en la siguiente revisión tarifaria que se realice a la concesión. La tarifa aprobada, es aquella que debe generar los ingresos suficientes, para pagar todo los costos e inversiones de la empresa y darle el retorno sobre su patrimonio.

4.1.4 Revisión Tarifaria

La tarifa es revisada y ajustada de tal manera que el concesionario obtenga la misma tasa de retorno, para que este refleje la misma tendencia del análisis inicial de largo plazo. El año

2001, se realizó el primer proceso de revisión tarifaria a dos concesionarias, adicionalmente se creó un nuevo RTHD.

Según RTHD, la revisión del proceso tarifario debe iniciar ciento ochenta (180) días calendario antes de finalizado el período tarifario de 4 años, el mismo consiste en que los concesionarios presenten a la SH los cuadros tarifarios máximos que ellos proponen aplicar, estos cuadros deben especificar los términos y condiciones para cada tipo de servicio, la capacidad utilizada y capacidad disponible. Antes de realizar la revisión tarifaria, una auditoria externa técnica, económica y financiera debe ser realizada a los concesionarios, y cada uno de los presupuestos ejecutados de los años pasados debieron haber sido aprobados.

Adicionalmente, bajo el principio de transparencia, las Propuestas Tarifarias que presenten los Concesionarios una vez recepcionadas por la S.H. éstas son enviadas en a los cargadores y una vez revisadas por éstos, las observaciones de los cargadores deberán ser comunicadas a los Concesionarios.

Posteriormente, se realiza una audiencia pública, que cuenta con la participación de los agentes involucrados (concesionarios, cargadores y S.H.), en esta audiencia se solicita las propuestas tarifarias justificadas por sus proponentes y objetadas por sus cargadores, de manera que a través de este mecanismo se llegue a la tarifa que será aplicada por la S.H. En una audiencia pública se oye a todos y la SH hace preguntas. Después de ese careo la SH, con toda la información y preguntas y respuestas, cuenta con todos los elementos para poder tomar una decisión de manera fundada. Finalmente, la SH toma una decisión y establece la tarifa por los siguientes 4 años. Esta decisión puede ser impugnada.

El presente año, se está ejecutando la segunda revisión tarifaria, y se debe seguir el proceso descrito anteriormente. Adicionalmente, Los modelos tarifarios para el período 2005-2009¹⁵ que están siendo presentados a la SH han sido previamente desarrollados por este ente regulador en base a un único modelo para la presentación de propuestas tarifarias.

Un Manual de Cuentas Contables se realizó para estandarizar la presentación de la información que deben presentar los concesionarios a la SH, sobre sus presupuestos ejecutados. Adicionalmente, la SH aprobó una metodología de asignación de costos a fin de evitar la existencia de subsidios cruzados entre las actividades reguladas y no reguladas de los concesionarios, entre concesiones o transferencias indebidas de costos de operación a costos de inversión.

Nuevamente, el concesionario lo que hace es presentar su propuesta tarifaria, en ella indica cuál es la tarifa que desea establecer para los siguientes 4 años. Sin embargo, al ser la segunda revisión, los concesionarios ya cuentan con valores históricos de los años (2001-2004), y las empresas deben presentar en su Flujo de Caja (FC) valores históricos de ingresos y costos reales por los 4 años de operación (1997-2001) y retro-proyectar adelante

¹⁵ Ver Resolución Administrativa SSDH N° 1086/2004

el resto del FC (es decir los siguientes 16 años). Posteriormente, el proceso es el mismo que el descrito anteriormente.

Pueden existir revisiones extraordinarias, cuando hay variaciones de 8% de los volúmenes o cuando hayan inversiones importantes que se hayan realizado o si es que no se hubieran realizado las inversiones.

Asimismo, al momento que se otorga una concesión, se aprueba simultáneamente la tarifa que será efectiva por los próximos 4 años.

Finalmente, a fin de que el concesionario se vea incentivado a mejorar sus operaciones reduciendo costos, cualquier superávit o déficit en los costos de operación obtenidos antes de la fecha de revisión de las tarifas será de beneficio o correrá a cargo del concesionario, por una parte, y de los cargadores, por la otra, en un 50% para cada uno.

4.1.5 Determinación de la Tarifa de Transporte en Bolivia

Para la determinación de las tarifas de FC, el solicitante debe presentar ante la SH, para su revisión y aprobación el FC debidamente fundamentado, mismo que debe incluir el período de la fase construcción y el período de operación de 20 años.

La gran mayoría de las concesiones en Bolivia (a excepción de una) son reguladas mediante la metodología de FC, por ello es que se describe a continuación esta metodología.

La estructura de tarifa de FC, consiste en incorporar los siguientes ítems para su determinación:

- a) Ingresos brutos.
- b) Inversiones a realizarse.
- c) Costos de operación, mantenimiento y administración.
- d) Costos financieros.
- e) Impuestos y tasas aplicables.
- f) Valor residual de las instalaciones al final del FC y
- g) Volúmenes de transporte acordados entre Concesionarios y Cargadores¹⁶, mediante contratos en firme y cartas de intención, más los pronósticos de demanda de mercado.

La tarifa resultante del FC es la denominada según el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos (RTHD) *tarifa inicial*. Ello implica que cada concesión que es regulada a través de ésta metodología cuenta con una tarifa inicial, misma que resulta de los valores incluidos de los ítems antes mencionados (a-g) en el modelo de tarifas diseñado por la S.H.

¹⁶ Son los que contratan el servicio de transporte como productores, distribuidores, intermediarios o consumidores directos.

Según el RTHD, la Tarifa puede ser estampilla o a distancia, actualmente todas las tarifas tanto para el mercado externo e interno son estampillas¹⁷ a excepción, del tramo Río Grande hasta Kp 242, de la empresa GTB.

Adicionalmente, a ello para transportar los hidrocarburos, es requisito que las empresas firmen un contrato, mismo que tiene dos modalidades: i) contrato en firme, y ii) contrato interrumpible. Los primeros son aquellos que reservan la capacidad de transporte y cuya tarifa debe ser pagada aun si no se transporta los hidrocarburos y el Servicio interrumpible es aquel contrato que se pagan solo por los volúmenes transportados no reservan capacidad, es decir están sujetos a la disponibilidad de capacidad. En Bolivia los contratos en firme y los interrumpibles pagan el mismo monto.

Para los contratos en firme se pueden aplicar dos tipos de tarifa, uniforme¹⁸ y binomial.¹⁹ Sólo existen dos empresas (Transredes y GOB) cuyas tarifas son binomiales.

Las tarifas de FC serán revisadas por la SH, en aquellos casos en que se produzcan extensiones o ampliaciones importantes del ducto, el concesionario deberá recalcular su FC cada período remanente en base a las nuevas estimaciones sobre costos y volúmenes anticipados, considerando la experiencia obtenida de los años anteriores, incluyendo el FC efectivamente obtenido por el concesionario desde el inicio del periodo total del FC efectivamente obtenido por el concesionario. Por ello, a parte de la tarifa inicial del ducto sin ampliaciones, existen dos clases de tarifas: i) la tarifa compartida (rolled in tariffs) y, ii) la tarifa incremental. Si el concesionario ha realizado inversiones o ampliaciones importantes, estas nuevas inversiones según el RTHD pueden incorporarse mediante dos formas: i) tarifa rolleada²⁰, y, ii) tarifa incremental²¹.

Las empresas son las que solicitan que tipo de tarifa desean, la rolled in o la incremental, pero es atribución de la SH definir cuál de éstas es la más conveniente para el sistema. A la fecha en Bolivia todas las tarifas son compartidas o rolleadas.

En la tarifa de FC, el ajuste por inflación y eficiencia se lo incluye dentro del modelo tarifario, por ello la tarifa que determina esta metodología en general es una por el periodo de 4 años, la tarifa aprobada no se la modifica sino hasta la próxima revisión tarifaria.

La SH tiene la potestad de aprobar una tarifa especial que son las tarifas distingo razonables, esta tarifa tiene el objetivo de dar la flexibilidad al sistema sobre todo al de las tarifas estampillas. En Bolivia, hay 6 tarifas distingo, 2 para líquidos, y, 4 para GN.

¹⁷ Cabe señalar que en el presente documento solo se menciona la obtención de la tarifa inicial o base no así la tarifa final cobrada. En el caso del transporte de crudo la tarifa resultante del FC es la tarifa base y al cobrada. Sin embargo, en el caso de transporte de gas, existe un subsidio del mercado externo al mercado interno. Y la tarifa estampilla incluye un repago de una deuda (contraída en el periodo transitorio) a lo largo del periodo de concesión.

¹⁸ Esta tarifa es una sola, y es independiente del volumen transportado.

¹⁹ Esta tarifa tiene dos partes, una el costo por capacidad y la otra el cargo por volumen transportado.

²⁰ Lo que hace al SH es promediar toda la información de nuevo, es decir en el FC se incluye las nuevas inversiones y volúmenes y con ello se obtiene una nueva tarifa inicial.

²¹ Lo que hace la SH es generar otro FC con los costos, volúmenes adicionales, y por tanto, se cobra a parte de la tarifa inicial la tarifa incremental.

4.2 La Regulación de la actividad del transporte de Gas Natural en Bolivia y México

4.2.1 Descripción de los procesos para la determinación de las tarifas de transporte de Gas Natural en Bolivia

En México²² se ha adoptado la regulación para la actividad de transporte por Ingreso Máximo (RLP), debido a que se la consideró la más apropiada para actividades donde se inicia un proceso de cambio de estructura radical, se necesitaba fomentar el desarrollo de inversiones en el sector de transporte, cuya instrumentación y administración es poco costosa por parte del regulador y los permisionarios; y en ese momento, el Estado en ese momento se encontraba con fuertes restricciones presupuestarias.

Adicionalmente, se consideró que la metodología de Ingreso Máximo podía dar al permisionario flexibilidad²³ y ello iba a facilitar una mayor generación de nuevos proyectos.

Sin embargo, a través del Reglamento de Gas, se da la opción a los permisionarios de presentar otra alternativa de regulación, siempre y cuando estos últimos demuestren que ello es viable. La metodología es obligatoria salvo que existan condiciones de competencia efectiva. Si la Comisión Federal de Competencia no ha declarado la existencia de dichas condiciones, de oficio o a solicitud de parte, los permisionarios se deben ceñir a la metodología propuesta por la CRE. Otro tema es la posibilidad de negociar tarifas convencionales con algún usuario, tal como se prevé en los arts. 82 y 88

La CRE ha emitido una directiva, Directiva Sobre La Determinación De Precios y Tarifas Para Las Actividades Reguladas en Materia De Gas Natural (DPTGN), en esta norma legal se establece la metodología de cálculo para las tarifas, así como los procedimientos legales y técnicos que deben seguir las empresas para obtener y operar un permiso.

Hasta la fecha, todos los permisionarios han sido regulados por RLP. La actividad de transporte de GN por ductos se la realiza por otorgamiento de permisos de parte de la CRE.

Existen 133 permisos de transporte otorgados por la CRE, de los cuáles 108 son para usos propios y sólo 25 para acceso abierto. Cabe señalar que solo los gasoductos de acceso abierto son regulados económicamente.

4.2.2 Proceso de otorgamiento del Permiso

Los permisos a solicitud de parte son otorgados a todos aquellos proyectos técnicamente viables, los interesados deberán presentar sus solicitudes a la CRE, o en caso de haberse hecho una licitación presentarse a la misma. La CRE publica un extracto del proyecto para recibir objeciones o comentarios. La comisión analiza los comentarios recibidos y realiza

²² En México Su sistema de gasoductos cuenta con una longitud interna de 12,036 km.

²³ la flexibilidad resulta de poder modificar la estructura de sus tarifas a lo largo del quinquenio, lo que hacer menos riesgosa la actividad

una evaluación técnica del proyecto, el plazo que tarda en expedirse el permiso una vez que ha recibido toda la información va de 1 a 4 meses dependiendo de la complejidad del mismo.

El proceso interno consiste en que el Presidente de la CRE asigna a un Comisionado Ponente, por cada proyecto presentado, mismo que es el encargado de una vez realizado el análisis de viabilidad del proyecto presentar una Resolución sobre el proyecto al Pleno, en ella se establece las especificaciones técnicas, tarifas, y las condiciones generales de la prestación del servicio.

El otorgamiento de los permisos para la prestación de los servicios de transporte de gas natural implica la declaratoria de utilidad pública sobre el trazo definido con el permiso. Sin embargo, esta figura jurídica hasta la fecha nunca ha sido utilizada.

Los permisos tienen una duración de 30 años y son renovables por períodos de 15 años. Estos permisos son otorgados a solicitud de parte y no confieren exclusividad.

La otorgación del permiso conlleva simultáneamente la aceptación de una tarifa. Cada año, el ingreso máximo se lo ajusta de acuerdo a las variaciones en un índice de inflación, un factor de corrección y un factor de eficiencia.

4.2.3 Revisión Tarifaria

El proceso de revisión se inicia un año antes de que termine cada periodo de cinco años. A partir de esa fecha, la Comisión examina la información referente a: i) el valor inicial del ingreso máximo; ii) el índice de inflación; iii) el factor de eficiencia; iv) los costos trasladables a los usuarios, y, v) el factor de corrección.

De los 25 permisos otorgados, hasta la fecha se efectuó la revisión tarifaria a solo 4 permisionarios, 3 se encuentran en proceso de revisión y 18 todavía no ingresaron para su revisión.

En la revisión tarifaria, la CRE revisa y verifica los rubros a través de los estados financieros presentados del primer quinquenio transcurrido, mismos que son auditados contablemente, por un auditor externo, contratado por la CRE.

En la revisión quinquenal la CRE la realiza cuenta por cuenta, observa si existen diferencias importantes entre la inversión planeada y la ejecutada. Una vez revisadas las cuentas, compara el Presupuesto Ejecutado con el Plan de Negocios presentado, con ello la CRE puede determinar si existe una variación entre el Ingreso Máximo y el Ingreso Obtenido. En caso de que existiese una variación, donde el Ingreso Obtenido (IO) fuese mayor al Ingreso Máximo (IM), entonces esta variación es ajustada por el factor de corrección K.

Adicionalmente, se revisa el comportamiento de la empresa en cuanto a ganancias en eficiencia y se procede a efectuar los ajustes necesarios a su Ingreso Máximo. Finalmente,

un nuevo ingreso máximo es determinado para el siguiente periodo, mismo que incluye el ajuste por corrección, por eficiencia y por inflación y en caso de que hubiera habido cambios en el régimen impositivo o pérdidas operativas por balanceo del sistema, entonces se incorpora el efecto de estas últimas en el nuevo ingreso.

Este nuevo ingreso máximo se podrá aplicar las nuevas tarifas máximas.

4.2.4 Determinación de la Tarifa de Transporte en México

Los ítems que se consideran para calcular el ingreso máximo con base en la utilización total de la capacidad operativa del ducto son:

- a) El valor de la base de los activos de la empresa.
- b) El monto y el programa de las inversiones planeadas.
- c) Los costos de operación y mantenimiento.
- d) La definición de los costos influidos por la inflación en México, por la de Estados Unidos de América y por las variaciones en el tipo de cambio.
- e) La información relativa a sus costos históricos e información de volumen manejado, en su caso.
- f) Las proyecciones del flujo de gas conducido.
- g) El costo promedio ponderado del capital proyectado, tomando en cuenta: La rentabilidad esperada; el costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión; el costo del capital contable; en su caso, el costo de las acciones preferenciales, y el costo de otros instrumentos financieros.

La Tarifa que resulta de aplicar la metodología de requerimiento de ingresos es aquella que le permite al permisionario obtener una rentabilidad apropiada sobre sus activos.

Los permisionarios calculan sus tarifas iniciales y los ajustes correspondientes de conformidad con la metodología expedida por la CRE, esta permite la existencia de distintas tarifas para cada tipo de cliente y de servicio, siempre y cuando estas no sean indebidamente discriminatorios y estén condicionadas a la prestación de otros servicios.

Estas son presentadas ante la CRE para su autorización como tarifas máximas, estas tarifas son no lineales, y son las tarifas en dos partes: cargo por capacidad²⁴ y cargo por uso²⁵. Los transportistas son los que determinan sus tarifas de tal forma que puedan recuperar sus costos fijos a través de los cargos por capacidad, y sus costos variables por medio del cargo por uso.

Asimismo, las partes pueden pactar libremente tarifas diferentes a las máximas, siempre y cuando las tarifas acordadas no sean menores al costo de proveer el servicio. Para evitar

²⁴ La porción de la tarifa basada en la capacidad reservada por el usuario para satisfacer su demanda máxima en un periodo determinado.

²⁵ La porción de la tarifa basada en la prestación del servicio que refleja el uso del sistema de acuerdo al volumen de gas conducido o consumido a cuenta del usuario.

generar discriminación, el permisionario tiene la obligación de presentar a la CRE cada tres meses las tarifas cobradas efectivamente, que son las tarifas convencionales, mismas que son inferiores a las tarifas máximas pero superiores a su costo variable.

Para reconocer los efectos inflacionarios, los permisionarios podrán ajustar periódicamente sus tarifas máximas iniciales de acuerdo a la metodología expedida por la Comisión.

La CRE puede incluir un factor de ajuste que promueva una mayor eficiencia del permisionario. Cada 5 años la CRE y el permisionario efectuarán una revisión global de las tarifas. Como resultado de esta revisión, la CRE puede determinar nuevas tarifas al permisionario sin efectos retroactivos.

Cada año, el ingreso máximo se ajustará de acuerdo a las variaciones en un índice de inflación, un factor de corrección y a un factor de eficiencia.

El factor de ajuste por inflación, se lo calcula en función a las variaciones anuales históricas en: i) Índice Nacional de Precios al Consumidor (IPC) en México, publicado por el Banco de México en el Diario Oficial de la Federación; ii) Índice de Precios al Consumidor en los Estados Unidos de América, de acuerdo a la información publicada por la Oficina de Estadísticas Laborales, y, iii) fluctuaciones en el tipo de cambio.

El factor K, se utiliza para corregir las desviaciones anuales existentes entre el ingreso máximo y el ingreso obtenido por cada permisionario. El factor de corrección se aplica anualmente sólo cuando el ingreso obtenido por cada permisionario exceda al ingreso máximo autorizado por la CRE.

Cuando el ingreso obtenido por los permisionarios en el periodo inmediatamente anterior es mayor al ingreso máximo autorizado por la CRE para ese año, el factor de corrección reduce el ingreso máximo del año por un monto equivalente al ingreso adicional que se haya obtenido, más los intereses correspondientes.

El factor K, se utiliza para corregir las desviaciones anuales existentes entre el ingreso máximo y el ingreso obtenido por cada permisionario. El factor de corrección se aplica anualmente sólo cuando el ingreso obtenido por cada permisionario exceda al ingreso máximo autorizado por la CRE.

El factor de corrección para el periodo t (K_t) se expresará en pesos por unidad y se calculará de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$K_t = \frac{(IM_{t-1} - I_{0t-1})(1 + r_{t-1})V_{t-1}}{V_t}$$

Donde:

- IM_{t-1} : es el ingreso máximo en el año t-1 (pesos/unidad);
- I_{0t-1} : es el ingreso obtenido en el año t-1 (pesos/unidad);
- r_{t-1} : es la tasa de interés anual promedio del año t-1;

V_t : es la energía contenida en el volumen anual estimado para el año t (unidad), y
 V_{t-1} : es la energía contenida en el volumen anual conducido en el año t-1 (unidad).

Comparación de variables claves utilizadas para la determinación de las tarifas (Bolivia y México)

Una tarifa eficiente se la obtiene en la práctica mediante modelos tarifarios, mismos que tienen por detrás la teoría de Regulación Límite de Precio (RLP) o Regulación Tasa de Retorno (RTR). Las variables principales que alimentan a estos modelos son: los volúmenes a ser transportados, inversiones a realizarse, depreciación de los activos -caso de la metodología de FC, la depreciación aplica únicamente para determinar que cantidad de deuda que tiene la empresa-, capital de trabajo, factor de eficiencia, factor de ajuste, relación deuda-patrimonio, costos financieros, retorno sobre patrimonio, período de flujo de caja o de requerimiento de ingreso, e impuestos, y tasas de regulación.

Es importante la correcta definición y utilización de cada una de estas variables, a fin de contar con un modelo que genere la tarifa más adecuada.

Todos los proyectos que solicitaron un permiso fueron desarrollados, a la fecha se otorgó 25 permisos de transporte, de los cuáles a 7 ya se les hizo o están en proceso de realizar su primera revisión tarifaria.

Lo que posibilitó el desarrollo de esta actividad, fue el hecho de que más del 50% de estos proyectos estaban asociados a PEMEX o a la CFE. Adicionalmente, se otorgaron más permisos de uso propio, porque con la nueva modalidad el inversionista del ducto, ya no tiene que ceder el ducto en propiedad a PEMEX.

El desarrollo de la actividad de transporte de GN fue frenada porque no se aprobó el régimen permanente de VPM de GN, mismo que establece que los industriales deben contar con un contrato de GN por capacidad (en firme). Ello se ha dado debido a dos factores: a) precio, y, b) costo de transporte.

Los industriales prefieren abastecerse de Pemex porque en los últimos años el Gobierno Federal ha intervenido para aliviar la crisis *del precio de GN* en los mercados de referencia; los usuarios que importan el gas directamente no recibieron dicho beneficio.

El régimen vigente de *transporte* (que en realidad es el transitorio) implica el cobro de tarifas volumétricas, lo que reduce el costo para los usuarios; en cambio el régimen permanente exige el pago de cargos por capacidad y uso que penalizarán a los usuarios con bajos factores de carga.

Los proyectos independientes son los que han desarrollado el transporte, ya que éstos decidieron importar GN asociados a proyectos relacionados a PEMEX o a CFE. Sin embargo, hay proyectos exitosos que no están vinculados en su totalidad a demanda de Pemex ni a CFE. De todas maneras, parece ser imprescindible que alguna de estas empresas participe total o parcialmente en el proyecto, para que los mismos no fracasen.

Cuadro 2
Cálculo de las variables relevantes para la determinación de la Tarifa Inicial de Transporte

<i>Variables Relevantes</i>	<i>S.H. (Bolivia)</i>	<i>CRE (México)</i>
Volúmenes	<p>Los volúmenes calculados por la SH se basan en la información presentada por las empresas²⁶, La S.H. verifica que la estimaciones realizadas por las empresas sean coherentes, se realiza una estimación fundamentada por los siguientes 4 años, a partir de ahí se hace crecer a la tasa vegetativamente o constantemente por los siguientes 16 años.</p> <p>La SH revisa que los datos sean reales y efectivos de acuerdo a la capacidad del sistema y las expectativas de crecimiento. Finalmente, la SH ajusta el volumen en función a su criterio.</p>	<p>Los volúmenes calculados por la CRE se basan en la información presentada por las empresas, esta estimación se la hace sobre la capacidad técnica máxima de acuerdo a sus flujos en Gcal/año o en MMPCD. El volumen estimado es el mismo para los 5 años.</p>
Inversiones	<p>La SH revisa las inversiones en ampliaciones proyectadas de capacidad, mejoras, sustituciones, extensiones de ductos existentes o en ductos nuevos y realiza ajustes fundamentados a los montos de inversión, mismos que disminuyen costos innecesarios evitando incrementos injustificados en la tarifa. En la práctica, lo hace a través del conocimiento de expertos, con benchmarking, y visitas in situ.</p>	<p>Para los primeros años de operación del permisionario, la CRE estima las inversiones en función de un análisis exhaustivo de los costos globales.</p> <p>Para la revisión, el permisionario tiene la obligación de presentar estados financieros auditados, mismas cuentas no corresponden fiscalmente sino regulatoriamente.</p>
Depreciación	<p>Se aplica la depreciación sobre una base lineal, y se considera un período de vida útil de 20 años para ductos y estaciones de compresión y bombeo existentes y 35 años para los ductos, estaciones compresión y bombeo nuevos.</p>	<p>La CRE aplica una depreciación sobre una base lineal. Las tasas de depreciación se aplican mensualmente a cada activo fijo, por meses completos de utilización.</p> <p>Los solicitantes presentan a la Comisión las estimaciones sobre la vida útil probable y las tasas de depreciación de sus activos al momento de solicitar su permiso.</p> <p>La Comisión evalúa y, en su caso, aprueba las estimaciones utilizando como referencia las vidas útiles probables y remanentes utilizadas por otros participantes en la industria.</p>

²⁶ Por ejemplo: para el cálculo de los volúmenes a transportar de gas mercado externo como interno por la empresa concesionaria, se verificó que dichos volúmenes tome en cuenta los contratos en firme para volúmenes del GSA y otros mercados de exportación, contratos interrumpibles, gas combustible y volúmenes periodo Post-transitorio. Para el Gas mercado Interno los volúmenes fueron calculados en base al: crecimiento del mercado termoeléctrico, industrial, comercial, doméstico y los proyectos hidroeléctricos.

REGULACIÓN TARIFARIA EN EL SECTOR DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS: LOS CASOS
BOLIVIA Y MÉXICO

		En general, la práctica ha mostrado que la depreciación de sus activos tiene una vida útil entre 20 a 30 años
Capital de Trabajo	Se lo define en el RTHD, como los fondos efectivos asignados para cubrir los costos de operación por un período de 3 meses, los costos de inventario de materiales y suministros por un periodo de 6 meses, más el costo inicial del contenido indispensable de hidrocarburos para la operación y otros gastos aplicables conforme al manual de cuentas contables.	No existe una metodología especificada, pero lo que se da en la práctica es que el solicitante presente una propuesta de capital de trabajo como proporción del OPEX o vía cálculo del IVA.
Factor de Eficiencia de Gas Natural	Se aplica a todos los costos, al 100% de los costos de operación. Y es el promedio de los últimos cuatro años de la tasa de inflación anual de los Estados Unidos.	<p>El factor de eficiencia es cero para los primeros cinco años a partir del inicio de la prestación del servicio.</p> <p>Al revisar las mejoras esperadas en la eficiencia del permisionario, la CRE considera:</p> <p>i) tendencias históricas de la eficiencia del permisionario; ii) estándares internacionales de eficiencia en la industria; iii) índices de productividad total de largo plazo; iv) economías de escala, y v) Comparaciones con otros permisionarios establecidos en México.</p> <p>En la práctica el factor X, se lo ha calculado a través de una comparación entre otras empresas. La CRE lo que hace es revisar la cuentas una por una y determinar variables efectivas, que son las ajustadas por la CRE y con éstas lo que se hace es comparar con una base de datos generada por la CRE los costos de operación y mantenimiento del permisionario. Lo importante, es el contar con datos que puedan ser comparables a la empresa en cuestión, es decir tener variables parecidas como la longitud, el diámetro del ducto, etc.</p>
Factor de Ajuste por inflación	Es la tasa promedio de inflación de EE.UU. de los últimos 4 años, según el FMI. Y se la aplica al ajuste a las inversiones y costos de operación.	
Factor de corrección K	No se aplica	En la práctica este factor ha sido muy variable, debido a que se le ha otorgado diferentes

		interpretaciones a su metodología de cálculo ²⁷ .
Relación deuda/patrimonio	<p>El RHTD establece una relación máxima de deuda-patrimonio</p> <p>En la práctica se ha definido las relaciones de: 60% Deuda - 40% Patrimonio; y de 70% Deuda - 30% Patrimonio en función del riesgo de la concesión.</p>	<p>No se establece porcentajes, ni techos.</p> <p>En la práctica hubo proyectos que se aceptaron con 100% de Patrimonio.</p>
Costos financieros,	<p>Se establece el costo financiero de acuerdo al art.85, mismo que establece que la tasa de interés pagada por el concesionario no deberá exceder la tasa de interés de los instrumentos de deuda de similar naturaleza y plazo a los existentes en mercados comerciales internacionales.</p> <p>En la práctica, la tasa de interés varía según cada concesionario y esta en función del costo de su deuda</p> <p>Para el caso específico del principal operador de ductos en Bolivia, se ha tomado el promedio de la deuda que tenían mas menos algunos ajustes que se obtuvo de realizar ajustes a la tasa Libor, la tasa de bonos y la colocación de los mismos. La tasa resultante fue de 9.42%</p>	<p>No existe un techo para el financiamiento de la deuda, pero la CRE, revisa de que el costo financiero de este proyecto este de acorde a las empresas de su tipo, en general se han aprobado proyectos con un costo financiero entre 8% a 10%</p>
Retorno sobre el Patrimonio	<p>Se establece la tasa de retorno de acuerdo al artículo 86 del RTHD, que es un 12.5% más la inflación de EE.UU. de los últimos 4 años. La tasa de retorno varía de acuerdo a cada concesionario para el caso del concesionario de la Unidad Capitalizadora es de 14.87%</p> <p>A partir de Octubre de 2006, se estima que la tasa de retorno según RTHD será calculada en base a :</p> <p>a) Tasa libre de riesgo (bonos de largo plazo de 10 años del Gobierno de Estados Unidos, utilizando para ello el promedio de 4 años.</p> <p>b) Prima por riesgo del sector, 5% para nuevas inversiones y 3% para</p>	<p>Para el cálculo de esta variable, la CRE toma en cuenta: I. La razón deuda -capital contable del permisionario, y II. El costo de oportunidad del capital.</p> <p>Para determinar el costo de oportunidad del capital, la Comisión revisa, entre otros: I. La rentabilidad de empresas similares en otros países; II. Las condiciones de rentabilidad para las inversiones en México, y III. Otros factores que la Comisión considere apropiados.</p> <p>En la práctica la Unida de Política</p>

²⁷ Se a abierto paso a varias interpretaciones porque en al Directiva la fórmula del IO, considera el volumen de gas conducido y no así el volumen de gas vendido.

	inversiones incrementales. c) Prima por riesgo país estimada en aproximadamente 5%.	Económica de la CRE, trabaja con un modelo CAPM, y a través del cuál ha obtenido un Beta de 0.71, y un ROE real de 12%, sin considerar la estructura de la deuda, e incluido el riesgo país. Sin embargo, el ROE que se ha otorgado a la empresas en promedio ha sido de 17%, con un rango de (12%; 21%) ²⁸
Período de Flujo Caja	Se establece en el RHTD en su artículo 74, menciona que el FC debe incluir el período de la fase de construcción y el período de operación de 20 años.	No realiza esta metodología
Período para cálculo de Ingreso Máximo		5 años
Impuestos	En el cálculo de las tarifas no se incluye el IVA. Sin embargo, si influye el efecto financiero del pago del IVA por ser un FC. Se recuperan los impuestos definidos por Ley. Excepto el de envío de remesas al exterior.	En el cálculo de las tarifas no se incluye el IVA. Se recuperan los impuestos definidos por Ley.
Tasa de Regulación	Según Ley SIRESE, pueden cobrar hasta el 1% de los ingresos brutos de los concesionarios	No aplica

Fuente: Propia en base a información recolectada de S.H. y la CRE

5 SIMILITUDES Y DIFERENCIAS ENTRE AMBOS SISTEMAS DE REGULACIÓN TARIFARIA

Si bien como se menciona anteriormente, las metodologías de regulación persiguen objetivos específicos diferentes, las variables seleccionadas para la determinación de la tarifa en cada una de estas metodologías pueden ser comparadas, dado que el objetivo principal que tiene la regulación es la determinación de una tasa de retorno adecuada.

En ambos países se da apertura a la regulación del sector de hidrocarburos y específicamente al de transporte por ductos de GN a finales de la década de los 90. El primer permisionario provisional de transporte por ductos de GN en México fue PEMEX y el primer permisionario formal fue Kinder Morgan Gas Natural México (antes Midcon de México), y se le otorgó el permiso de iniciar sus actividades en octubre de 1996 y en Bolivia la SH otorgó la primera concesión a la empresa TRANSREDES - Transporte de Hidrocarburos Sociedad de Economía Mixta (TRANSREDES S.A.M.) en mayo de 1997. Esta fue una Concesión Administrativa Extraordinaria por el plazo de cuarenta años para la operación de ductos, estaciones y plantas para el transporte de hidrocarburos en las rutas

²⁸ Una descripción de las tasas de retorno se la presenta en el Anexo.

denominadas "Sistema de Gasoductos de Exportación" y del "Sistema de Gasoductos Mercado Interno y el Sistema de Oleoductos."²⁹.

La apertura al sistema regulatorio en Bolivia vino acompañada con un cambio en la estructura del sector de hidrocarburos, ya que en 1997 también se capitalizaron las actividades del upstream y la actividad de transporte.

Mientras que en México, la llegada del sistema de regulación no vino acompañada de un proceso de privatización de sus empresas sino que fue más bien para desarrollar su sector eléctrico, a través de ciclos combinados, donde el GN es uno de los principales insumos.

En Bolivia la regulación de las tarifas es por (RTR), mientras que en México es por (RLP), asimismo, el marco legal de ambos países da la opción a las empresas de que en el caso de Bolivia sean reguladas por requerimiento de ingresos, y en el caso de México, éstas sean reguladas por otras alternativas de regulación. Pero, en ambos países se presenta una preferencia clara por ser reguladas a través de una sola metodología.

La aplicación de metodologías distintas entre ambos países implica la existencia de variables como la de periodicidad de estimación que son diferentes entre ambos sistemas, Bolivia determina su tarifa, en función a un periodo de largo plazo 20 años, mientras que México lo hace para un periodo de mediano plazo 5 años.

El RTHD de Bolivia, establece de manera concreta, máximos, mínimos, rangos o un valor específico para las variables claves. Mientras que la DTPGN, no establece un valor concreto para estas variables. Bolivia establece en su RHTD sanciones ante eventualidades de incumplimiento de las firmas. Sin embargo, la Directiva de Precios y Tarifas para GN mexicano no cuenta con un capítulo específico de sanciones, estas solo son incorporadas en el Reglamento de GN y en la Ley de la CRE.

La determinación del costo de capital³⁰ se ha convertido en clave en la práctica tanto para RTR como para RLP. Para su cálculo habitualmente se usa el método de promedio ponderado del costo de capital, el cual considera que la actividad puede ser financiada con capital propio como de terceros. En Bolivia esta relación está claramente establecida con techos de patrimonio que en la práctica van desde 60% Deuda - 40% Patrimonio y 70% Deuda - 30% Patrimonio, mientras que en México no se establece un límite.

La ventaja del Flujo de Caja es la de contar con una tarifa estable, en cambio el costo de servicio presenta una tarifa más alta al principio y luego más baja al final (pendiente negativa).

En cuanto a los procesos de revisión tarifaria en Bolivia duran 180 días mientras que en México tardan un 1 año.

²⁹ Ambos sistemas conforman los principales ductos de GN en Bolivia.

³⁰ El costo de capital es el rendimiento esperado que los fondos invertidos en la actividad regulada podrían obtener en actividades alternativas del mismo riesgo.

La metodología utilizada por la CRE para el cálculo de la eficiencia X, es exitosa, y la usada por la SH es muy elemental y poco desarrollada. La SH podría aplicar la metodología que se aplica en la CRE para la regulación de distribución de redes de gas, y modificar la misma para utilizarla en la regulación tarifaria.

6 CONCLUSIONES

Las conclusiones a las que se arriban son las siguientes:

En la década de los 90, Bolivia y México incorporan el sistema regulatorio al sector de hidrocarburos. La apertura de la economía a éste en Bolivia vino acompañada de un cambio en la estructura del sector de hidrocarburos. Mientras que en México, la llegada del sistema de regulación se dio para desarrollar el sector eléctrico.

En Bolivia y en México, solo se regula la actividad del downstream; es decir la comercialización, transporte, almacenaje y distribución están abiertos a la participación privada y por tanto, es competencia de las entidades reguladoras el realizar un seguimiento de las mismas.

En Bolivia, la SH regula las tarifas de transporte por la regulación de tasas de retorno, específicamente el método más utilizado es el de Flujo de Caja. El proceso regulatorio en cuanto a tarifas de transporte ha ido acompañando la evolución del sector, ello se ha visto plasmado en la realización de un nuevo RTHD el año 2001.

Los principales determinantes de la Tarifa, son claramente establecidos en el RTHD. Asimismo, las tarifas que se cobran se las revisa periódicamente cada 4 años, las mismas son en su mayoría estampillas, uniformes y compartidas. Si bien, una tarifa uniforme asegura la sostenibilidad del sistema, la aplicación de una tarifa estampilla contrapone el objetivo de equidad por el de eficiencia. En la práctica, la aplicación de esta tarifa esta generando problemas con los potenciales by pass que se puedan realizar al sistema de transporte.

Asimismo, el mismo pago que se da tanto para los contratos en firme como para los interrumpibles desincentiva inversiones futuras por parte de los concesionarios. Por lo que, se debería pagar un monto mayor por los contratos interrumpibles.

Dentro de los principales éxitos de la regulación económica de hidrocarburos en Bolivia, se puede señalar que el sistema de regulación ha tenido avances importantes en cuanto al regular a la actividad de transporte de manera adecuada. Esta regulación ha posibilitado, que se otorgue un rendimiento apropiado a las concesionarias, y que la tarifa de transporte haya sido ajustada en la primera revisión tarifaria entre 30% y 35%. Asimismo, que se preste el servicio de manera interrumpida, ello con la excepción del Gasoducto al Altiplano.

Algunos fracasos, en el ámbito de la regulación fue el no contar con una metodología para regular económicamente las actividades, de distribución, y almacenaje de transporte (recientemente se elaboro y promulgo el reglamento de distribución). Asimismo, la regulación económica en la actividad de refinación ha tardado 5 años en ser implementada una vez que se privatizó las mismas.

En México, las actividades de transporte, distribución y los servicios de almacenamiento son reguladas por un ingreso máximo. Y la regulación de VPM, se la realiza a través del establecimiento de un precio máximo.

El mayor de los éxitos de la regulación en México se ha dado en la actividad de distribución de GN, logrando que la red de servicios en las diferentes zonas geográfica se expanda de manera importante. La forma en que se otorgo las concesiones que fue a través de licitación pública ha permitido que esta actividad cuente con precios competitivos. Adicionalmente, una de las herramientas que esta contribuyendo a que la regulación en esta actividad sea exitosa, es el factor de eficiencia X, mismo que incorpora un análisis de eficiencia interna y relativa para las industrias.

Sin embargo, el mayor tropiezo se dio en la comercialización del GN, por la falta de coordinación en el desarrollo de los términos y condiciones de las VPM y el alto costo del gas, entre otros.

El caso específico de la regulación de las tarifas de transporte por ductos en México, se ha visto que es importante para evitar cierta discrecionalidad, que el marco legal de la regulación establezca de manera concreta un referente que podrá ser mediante, máximos, mínimos, modelos económicos o financieros, rangos o un valor específico para la determinación de las variables claves.

La definición del tipo de regulación en el caso mexicano, para la actividad de transporte de gas al parecer no han considerado aspectos sobre las características específicas del mercado y del contexto político institucional en el que se prestaba el servicio, perjudicando ello el desarrollo de estas actividades.

La experiencia del sector regulatorio en el sector de hidrocarburos en México, no ha ido acompañado de nuevas normas legales, que abroguen aquellas directivas que ya cumplieron con el propósito inicial de inyección de inversiones nuevas, hasta la fecha no se han podido concretar nuevas normas que coadyuven a una mejor regulación en el ámbito económico, específicamente en las actividades de VPM y de transporte.

BIBLIOGRAFÍA

Superintendencia de Hidrocarburos “Anuarios Estadísticos (1998-2003)”.

Superintendencia de Hidrocarburos “Boletines Estadísticos”.

UDAPE (2005) “Documento de Estructura del Sector de Hidrocarburos”.

Decreto Supremo N° 27959, modifica el artículo 10 del Reglamento sobre el Régimen de los Precios de los Productos del Petróleo, Bolivia (2004).

Decreto Supremo, N° 24398, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, (1996)

Decreto Supremo, N° 26116, Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, (2001)

Directiva Sobre La Determinación De Precios Y Tarifas Para Las Actividades Reguladas En Materia De Gas Natural, México, (1996).

Directiva De Contabilidad Para Las Actividades Reguladas En Materia De Gas Natural, México, (1996).

Directiva Sobre La Determinación De Zonas Geográficas Para Fines De Distribución De Gas Natural, México, (1996).

Directiva Sobre La Venta De Primera Mano De Gas Natural, México, (2000).

Directiva Sobre Seguros Para Las Actividades Reguladas En Materia De Gas Natural Y Gas Licuado De Petróleo Por Medio De Ductos, México, (2003).

Ley De Hidrocarburos, N° 1689, Bolivia (1995).

Ley De Hidrocarburos N° 3058, Bolivia (2005).

Ley De La Comisión Reguladora de Energía, México, (1995).

Ley Reglamentaria Del Art. 27 Constitucional en el Ramo Del Petróleo, México, (1995).

Ley SIRESE, N° 1600, (1995).

Memorias 1997-2003, Superintendencia de Hidrocarburos.

Reglamento De Gas Natural, México, (1995).

Reglamento De Gas Licuado De Petróleo, México, (1999).

Resolución Administrativa, Superintendencia de Hidrocarburos, SSDH N° 1152, "Estructura del Modelo Tarifario" destinado a la empresa Transredes S.A. Bolivia (2004).

Resolución Administrativa, Superintendencia de Hidrocarburos, SSDH N° 1153, "Estructura del Modelo Tarifario" destinado a los concesionarios de transporte de hidrocarburos por ductos, Bolivia (2004).

Resolución Administrativa SSDH N° 1086, Lineamientos Generales Propuesta Tarifarias, Bolivia, (2004).

Resolución Administrativa SSDH N° 1088, Metodología Asignación De Costos, Bolivia (2004).

Resolución Administrativa SSDH N° 1151, Manual De Cuentas, Bolivia (2004).

Resolución Núm. Res/061. Por La Que Se Modifica La Directiva Sobre La Determinación De Precios Y Tarifas Para Las Actividades Reguladas En Materia De Gas Natural Dir-Gas-001-1996, México (2002)

ANEXOS

ANEXO 1

Metodología de cálculo del Factor de eficiencia X, para la actividad de distribución de GN.

Una revisión periódica, en la regulación económica de tarifas o precios, es necesaria, porque cambios en costos y precios pueden ocasionar que la firma obtenga mayores beneficios a los esperados. Una herramienta para prever ello es el ajustar los resultados del permisionario por un factor de eficiencia que se lo ha llamado factor de eficiencia “X”.

En el estudio del factor de eficiencia en la actividad de distribución, la CRE considera tres tipos de eficiencia: a) eficiencia interna, b) eficiencia relativa o determinación del factor “X” y, c) eficiencia de la inversión.

La eficiencia interna busca que la empresa presente consistencia entre los niveles de eficiencia históricos y proyectados. Para ello, se espera que el Plan de Negocios que presente el permisionario incluya una mejora de eficiencia en los costos con respecto a niveles de años anteriores y en la utilización de activos con respecto a la utilización promedio de la industria. Es decir, se busca la existencia de congruencia interna y tendencias históricas de la eficiencia de cada permisionario. El ajuste que se realiza a los permisionarios por este tipo de eficiencia es por una sola vez al inicio de cada periodo quinquenal.

La eficiencia relativa parte de un análisis comparativo del Plan de Negocios presentado por un permisionario con los de otros permisionarios establecidos en la industria. Con ella, se busca observar mejoras esperadas en su eficiencia operativa a lo largo del periodo de cinco años. El ajuste que se realiza a los permisionarios por este tipo de eficiencia es anual.

Eficiencia en Inversión, esta busca el cumplimiento en el programa de extensión de la red.

El objetivo del factor X, es ajustar el Plan de Negocio para el 2do quinquenio en función a mejoras en eficiencia. En si este factor lo que busca es cerrar la brecha entre los Costos de Operación y Mantenimiento (OIM) efectivos y OIM ajustados.

La metodología del cálculo para la eficiencia X consta de cuatro etapas:

1. Se realiza un análisis estadístico de variables financieras (costos y gastos y base de activos) como operativas (energía por tipo, usuario por tipo, km de longitud de la red, capacidad de diseño, y capacidad máxima de operación).
2. Se identifica las variables y se determina el modelo relevante. En realidad, el modelo y las variables relevantes ya están identificadas.
3. Se realiza un análisis de envolvente de datos (DEA)
4. Se determina el estándar de la industria
5. Se determina la brecha entre la empresa analizada y el estándar de la industria.

Análisis Estadístico

Se genera una base de datos con información de las variables financieras y operativas, se corrige la base (se verifica información sea consistente y se sacan de la base todas aquellas empresas o años que no cumplen con las restricciones especificadas en el modelo) y se genera una base congruente. A esta base, se aplican estadísticos (mínimo, máximo y promedio) por empresa y para la industria. (Se realizan correlaciones de Costos y Gastos (CyG) con diferentes variables, revisa los CyG unitarios respecto a diferentes variables, y se hace un análisis de regresión con CyG como variable dependiente).

Adicionalmente, se corre regresiones con la base antes mencionada considerando como variable dependiente CyG y como variables independientes las restantes variables ante señaladas. (las variables que se consideran son aquellas que en un inicio presentaron la mayor correlación con CyG, y variables con las que se obtuvo el mayor coeficiente de determinación con CyG. A partir de estas regresiones se determina una medida “estándar” de la industria

El análisis estadístico sirve para determinar las variables claves y con ellas determinar el modelo relevante.

Análisis DEA (Data Envelopment Analysis)

Esta base estadística es el insumo básico para luego seguir con el análisis de la DEA. La DEA es un problema de programación lineal, este soft lo que hace es una generalización de razones insumo-producto. En síntesis, la DEA juega con pesos, de cada insumo y muestra la eficiencia en la empresas en un continuo, y determina con cuales pesos se da el mejor desempeño del permisionario, sujeto a, la calificación de igual a 1 (100% de eficiencia).

Esta metodología, determina en cuánto debe bajar o mantener el nivel de sus CyG el permisionario para ser más eficiente. Los análisis para las empresas deben ser con rendimientos constantes a escala. Sin embargo, la UPE también hace consideraciones del tamaño de la empresa. En eficiencia interna, se considera rendimientos constantes a escala, mientras que la eficiencia relativa se considera rendimientos variables a escala.

La DEA -da la frontera de eficiencia y la desviación de la empresa respecto a la frontera, - permitiendo con ello obtener información sobre: i) la eficiencia interna de la empresa (evaluar el comportamiento de la empresa en un período de 10 años, respecto a sus datos históricos y los estimados, a través de su tendencia en CyG, dando como resultado un CyG ajustado = CyG^*), y, ii) la eficiencia relativa de la empresa (el comportamiento de la empresa en un momento del tiempo en CyG respecto de las otras empresas, dando un nuevo CyG doblemente ajustado = CyG^{**}).

Para el análisis de la eficiencia interna, la DEA supone que cada año de cada permisionario es una observación, con lo que se cuenta con 10 observaciones (cada año del permisionario es como si fuera una empresa) y lo que el paquete hace es hacer competir esta empresa consigo misma viendo su comportamiento en cada uno de estos años.

Para el análisis de la eficiencia relativa, la DEA hace competir al permisionario con el resto de la industria.

La DEA realiza una calificación de eficiencia para el permisionario, esta calificación de eficiencia determina el ajuste en CyG que se debe hacer al permisionario en cuestión. Por lo que la DEA arroja como resultados un CyG* (ajustado), y un CyG** (doblemente ajustado)

Finalmente se comparan los resultados del DEA con los del análisis estadístico. Se le da preferencia a aquella metodología que arroje los menores niveles de CYG para cada año.

Esta calificación la da a través de un ranking y arroja los resultados mismos que van de un rango de (0, 1). Aquellas empresas que están sobre la frontera de eficiencia presentan un 100% de eficiencia y son calificadas con 1, mientras que si una empresa es totalmente ineficiente su calificación es de cero. Por tanto, los permisionarios que son 100% eficientes tendrán un factor $X = 0$, mientras que aquellos que sean ineficientes su factor $X > 0$.

Luego con todo el análisis anteriormente realizado, se ve la variación entre el CyG* con respecto al CyG**; esta variación será igual a Δ ; y a ésta se la divide por el periodo de plan de negocio que es de cinco años, con lo que se tendría un Δ^* (delta ajustado).

Finalmente, el Factor “X” se define de la siguiente manera:

$$X = \frac{CyG^*}{IM^*} \bullet \Delta^* \quad [1-a]$$

Donde:

CyG* son los costos de operación y mantenimiento ajustados

IM* es el ingreso máximo ajustado³¹.

Δ^* es el catch up

La CRE también ha trabajado con fronteras estocásticas, pero ha salido resultados similares, se utiliza modelos más sencillos

³¹ Este dato es proporcionado por la Dirección General de Gas. Sabemos que hacen modificaciones al ingreso máximo presentado por el permisionario vigilando cuestiones de congruencia, niveles razonables de costos y demás. Sin embargo, es un dato exógeno para la UPE. Al IM se lo obtiene de hacer una analogía de cuanto es la relación histórica que ha tenido el permisionario entre sus Cy G con sus Ingresos Máximos

ANEXO 2**Empresas concesionarias de transporte por ductos - Bolivia**

Empresas	Número de Concesiones
Transredes	4
CLHB	1
Transierra	1
GOB	1
Andina Planta de Compresión de Río Grande	1
Pluspetrol	1
Chaco	1
Andina – Ducto de 12”	1
Oro Negro (Gasoducto y Oleoducto)	2
Reficruz (Gasoducto y Oleoducto)	2
Discar (Gasolina y Diesel)	2
GTB	1

Fuente: Superintendencia de Hidrocarburos

ANEXO 3

Empresas permisionarias de transporte de Gas- México

Kinder Morgan Gas Natural México (antes Midcon de México)
Gasoductos de Chihuahua
Igasamex Bajío
Energía Mayakan
Tejas Gas de Toluca
Finsa Energéticos
Transportadorade Gas Zapata
Gasoductos del Bajío (antes TransCanada del Bajío)
Transportadora de Gas Natural de Baja California
Pemex-Gas y Petroquímica Básica
Pemex-Gas y Petroquímica Básica
Ductos de Nogales
Gasoducto Bajanorte (antes Sempra Energy México)
El Paso Gas Transmisssion de México
Gasoductos de Tamaulipas
Gasoductos del Río
Conceptos Energéticos Mexicanos
Transportadora de Gas Natural de la Huasteca
Tejas Gas de la Península

Fuente: Comision Reguladora de Energía

Costo de capital de empresas permisionarias en México

La Unidad de Política Económica de la CRE en México, cuenta con un modelo CAPM para estimar el costo de capital. Sin embargo, actualmente el mismo solo ha sido utilizado de manera referencial.

La metodología³² utilizada para calcular la tasa de rentabilidad de las empresas reguladas se determina conforme al criterio del *Wheighed Average Capital Cost* (WACC), criterio que utilizan varias entidades reguladoras de países desarrollados como en vías de desarrollo.

El costo del capital al resultar ser un promedio ponderado del costo del *equity* y de la deuda se calcula de la siguiente manera:

$$\text{WACC} = \left[\left(\frac{\text{costo}}{\text{deuda}} \right) \times \left(\frac{\text{participación}}{\text{deuda}} \right) \right] + \left[\left(\frac{\text{costo}}{\text{equity}} \right) \times \left(\frac{\text{participación}}{\text{equity}} \right) \right] \quad [1-b]$$

³² Costo del Capital Modelo CAPM. UPE-CRE

