

RESOLUCIÓN POR LA QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGIA EXPIDE LOS CRITERIOS DE APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS Y EL TRASLADO DE PRECIOS PARA LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN MATERIA DE GAS NATURAL DIR-GAS-001-2007 EN MATERIA DEL COSTO DE CAPITAL PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTO.

R E S U L T A N D O

Primero. Que, el 28 de diciembre de 2007, esta Comisión Reguladora de Energía (esta Comisión) publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-2007 (la DIR-GAS-001-2007).

Segundo. Que, conforme al apartado primero, sección C, numeral 14.4 de la DIR-GAS-001-2007, esta Comisión empleará, en su evaluación del costo de oportunidad del capital, medidas y técnicas de análisis de riesgo financiero utilizados comúnmente en la industria, como el Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Capital, referentes del costo financiero de proyectos similares, así como cualquier otra información o metodología que estuviese disponible y fuese generalmente aceptada para estos fines.

Tercero. Que, en el Anexo 2 de la Resolución RES/232/2007 del 10 de octubre de 2007, esta Comisión precisó la metodología del cálculo del costo de capital contable con el que se determinó la rentabilidad a incluir en el requerimiento de ingresos para el segundo periodo de prestación del servicio de transporte de gas natural del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) propiedad de Pemex-Gas y Petroquímica Básica.

Cuarto. Que la metodología contenida referida en el resultando inmediato anterior ha servido de base para determinar el costo de capital contable durante los procesos de revisión de tarifas iniciales para la prestación del servicio de transporte de gas natural por ductos que han ocurrido desde octubre de 2007, ya sean dichos procesos revisiones quinquenales u otorgamiento de permisos.

C O N S I D E R A N D O

Primero. Que la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (la Ley de esta Comisión), en su artículo 2, fracción VI, establece que esta Comisión tendrá por objeto el desarrollo eficiente, entre otras actividades, del transporte de gas que se realice por medio de ductos.

Segundo. Que la Ley de esta Comisión, en su artículo 3, fracciones VIII, X, XII y XIV, confiere atribuciones a este órgano desconcentrado para otorgar los permisos

y autorizaciones que conforme a las disposiciones legales aplicables se requieran para la realización de las actividades reguladas, así como para aprobar y expedir los términos y condiciones a que deberá sujetarse la prestación de los servicios de transporte, expedir las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por los servicios, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, así como para expedir y vigilar el cumplimiento de las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las personas que realicen actividades reguladas.

Tercero. Que el artículo 13 de la Ley de esta Comisión dispone que esta Comisión interpretará y aplicará para efectos administrativos dicha ley, por lo que, en su calidad de autoridad reguladora, le corresponde determinar la naturaleza y alcances de los actos administrativos que son necesarios para cumplir con su objeto legal.

Cuarto. Que la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo (Ley Reglamentaria), establece en su artículo 4, segundo párrafo, que entre otras actividades, el transporte de gas podrá ser llevado a cabo, previo permiso, por los sectores social y privado, los que podrán construir, operar y ser propietarios de ductos, instalaciones y equipos, en los términos de las disposiciones reglamentarias, técnicas y de regulación que se expidan.

Quinto. Que, conforme a los artículos 11 y 15 de la Ley Reglamentaria, el Ejecutivo Federal, por conducto de la Secretaría de Energía y con la participación que corresponde a esta Comisión, establecerá en el ámbito de sus atribuciones y conforme a la legislación aplicable, la regulación de las actividades a que se refiere dicha ley, a través de disposiciones administrativas de carácter general, las cuales son de obligado cumplimiento para las personas que realicen dichas actividades.

Sexto. Que el artículo 14, fracciones I, inciso c), II, III y VI, de la Ley Reglamentaria, dispone que la regulación de la prestación de, entre otros, los servicios de transporte de gas tiene por objeto asegurar su suministro eficiente y comprende el establecimiento de los términos y condiciones para la prestación de dicho servicio, la determinación de las tarifas aplicables, salvo que existan condiciones de competencia efectiva a juicio de la Comisión Federal de Competencia, y el procedimiento de consulta pública para la definición de los criterios de regulación, y los demás instrumentos de regulación que establezcan las disposiciones aplicables.

Séptimo. Que, conforme al artículo 16 de la Ley Reglamentaria, la aplicación de dicho ordenamiento corresponde a la Secretaría de Energía (la Sener), con la participación que esté a cargo de esta Comisión.

Octavo. Que, en materia de energía, el Plan Nacional de Desarrollo 2007-2012 (PND) establece como objetivo “asegurar un suministro confiable, de calidad y a precios competitivos de los insumos energéticos que demandan los consumidores”, para lo cual el “sector de hidrocarburos deberá garantizar que se suministre a la economía el petróleo crudo, el gas natural y los productos derivados que requiere el país, a precios competitivos, minimizando el impacto al

medio ambiente y con estándares de calidad internacionales”, y para ello “se requerirá de medidas que permitan elevar la eficiencia y productividad en los distintos segmentos de la cadena productiva”.

Noveno. Que, a efecto de lograr el objetivo anterior, el PND señala, entre otras estrategias, la de revisar el marco jurídico para hacer de éste un instrumento de desarrollo del sector, promoviendo mejores condiciones de competencia.

Décimo. Que, de conformidad con los artículos 7 y 81 del Reglamento de Gas Natural, corresponde a esta Comisión aplicar e interpretar dicho ordenamiento para efectos administrativos, así como expedir, mediante directivas, la metodología para el cálculo de las tarifas iniciales, la cual debe permitir a los Permisarios que utilicen racionalmente los recursos, en el caso de las tarifas iniciales, y a los Permisarios eficientes, en el caso de su ajuste, obtener ingresos suficientes para cubrir los costos adecuados de operación y mantenimiento aplicables al servicio, los impuestos, la depreciación y una rentabilidad razonable, sin que la aplicación de dicha metodología, garantice los ingresos, costos o rentabilidad esperada por los Permisarios.

Undécimo. Que, atendiendo a las disposiciones jurídicas antes referidas, el 28 de diciembre de 2007, esta Comisión publicó en el DOF, la Directiva sobre la Determinación de Tarifas y el Traslado de Precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-2007 (la Directiva de Tarifas), la cual entró en vigor al día siguiente de su publicación, y cuyo contenido en el Apartado Segundo, Sección C, numeral 14, establece los lineamientos a seguir y elementos a tomar en cuenta en la determinación de una rentabilidad apropiada para los Permisarios que realizan actividades reguladas.

Duodécimo. Que, de acuerdo con la disposición 14.2 de la Directiva de Tarifas, esta Comisión tomará como referencia los parámetros que reflejen una práctica eficiente de financiamiento de los proyectos de inversión en la industria del gas natural, considerará, entre otros elementos, el costo de oportunidad del capital que tome la rentabilidad de empresas similares en México y en otros países, el riesgo país, el perfil de riesgos específico del proyecto de que se trate y otros factores que esta Comisión considere apropiados a efecto de establecer un costo de capital adecuado y razonable.

Decimotercero. Que, en cumplimiento de su objeto, esta Comisión debe contar con instrumentos de regulación que reflejen una práctica financiera eficiente, comparable con las mejores prácticas nacionales e internacionales de la industria, de manera que existan bases para promover la eficiencia en el mercado del gas natural en condiciones de suficiencia, eficiencia y competitividad y al mismo tiempo se tomen en cuenta los riesgos asociados al desarrollo y operación del sistema y las condiciones del mercado.

Decimocuarto. Que, también en cumplimiento de su objeto, esta Comisión debe autorizar un costo de capital que sea suficiente para lograr la realización de nuevas inversiones que contribuyan para el desarrollo de nueva infraestructura y que esté acotada de manera que conlleve un nivel eficiente de costos y una adecuada protección a los usuarios.

Decimoquinto. Que la metodología contenida en el anexo referido en el Resultando Tercero está basada en el Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Capitales (modelo CAPM), en congruencia con lo establecido en la disposición 14.4 de la Directiva de Tarifas.

Decimosexto. Que el modelo CAPM es una técnica de análisis de riesgo financiero utilizada comúnmente en la industria que parte de la noción de riesgo comparable y de señales de mercado observables, por lo que es ampliamente utilizado por analistas y organismos reguladores a nivel internacional y presenta las características siguientes:

1. Supone que el costo del capital contable de las empresas, al cual se le puede denominar *equity* está conformado por la suma de una tasa libre de riesgo y una prima de riesgo asociada a una actividad económica específica.
2. Establece una relación entre rendimiento y riesgo en la que el elemento relevante es la exposición al riesgo de mercado medida a través de un parámetro denominado *beta* (β).
3. La relación relatada en el numeral anterior puede describirse con la ecuación siguiente:

$$E(r_i) = r_f + \beta[E(r_m) - r_f]$$

donde:

r_i	es el rendimiento asociado de un título accionario específico i ;
$E(.)$	denota valor esperado;
r_f	es el rendimiento del activo libre de riesgo;
β_i	es el parámetro que mide el riesgo relevante del título accionario específico i ;
r_m	es el rendimiento del mercado, el cual está asociado comúnmente a la variación de índices o canastas de acciones representativas del mercado bursátil, y

$E(r_m) - r_f$ es el premio que paga el mercado sobre el activo libre de riesgo.

4. El parámetro β indica el riesgo relativo del título accionario específico respecto al mercado en su conjunto, es decir, es una medida de la volatilidad de una acción que indica cuanto varía el rendimiento de dicha acción en función de las variaciones observadas en el rendimiento del mercado en su conjunto; si vale igual a 1 (uno), el permisionario presenta el mismo riesgo que el mercado en su conjunto; si el parámetro vale menos que 1 (uno), el permisionario es menos riesgoso que el mercado; si el parámetro vale más que 1 (uno), el permisionario es más riesgoso que el mercado.
5. Los métodos de estimación de este parámetro son diversos, sin embargo las mejores estimaciones de este parámetro son aquellas que toman en cuenta el error de estimación.

Decimoséptimo. Que, de acuerdo a la disposición 14.2 de la Directiva de Tarifas, esta Comisión debe tomar en cuenta que el costo de oportunidad considere la rentabilidad de permisionarios similares en México y en otros países, el riesgo país y el perfil de riesgos específico del proyecto de que se trate: sin embargo, dado que la industria del gas natural en México no participa en el mercado accionario mexicano y ante la falta de información bursátil sobre las empresas que prestan servicios regulados en materia de gas natural en México, la aplicación directa de la metodología descrita en el Considerando anterior no cubre en su totalidad los aspectos a tomar en cuenta antes mencionados.

Decimoctavo. Que, a efecto de superar la problemática descrita en el Considerando Decimoséptimoanterior, esta Comisión ha desarrollado una variante del modelo descrito en el Considerando Decimosexto, con el propósito de obtener resultados que reflejen de manera efectiva el costo de oportunidad del capital invertido en la industria regulada de gas natural en México, tal variante consiste en precisar y agregar los elementos siguientes:

1. Tomar como mercado de referencia a un mercado financiero en el que coticen empresas transportistas de gas natural que estén sujetas a regulación. A juicio de esta Comisión, el mercado de referencia más conveniente es el *New York Stock Exchange* (NYSE), por su liquidez, disponibilidad de información y la relevancia para el mercado mexicano.
2. Tomar una tasa libre de riesgo congruente con el mercado de referencia seleccionado y por ende, las tasas de valores gubernamentales de Estados Unidos de América sirven para este propósito.
3. Seleccionar bajo criterios transparentes y consistentes una muestra de empresas transportistas de gas en Estados Unidos de América, para estimar el parámetro β de la industria de transporte de gas natural.
4. Estimar al parámetro β mediante un modelo de regresión lineal.
5. Añadir un elemento que reconozca la diferencia del riesgo regulatorio derivada del hecho que el marco regulador de las empresas transportistas de gas en los Estados Unidos de América consiste en una regulación de costo de servicio, mientras que en México las empresas transportistas de gas están sujetas a una regulación por incentivos.
6. Agregar un ajuste por riesgo país.

Decimonoveno. Que el modelo descrito en el Considerando Decimosexto, después de ser modificado conforme a lo descrito en el Considerando Decimoctavo, puede describirse con la ecuación siguiente:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_p$$

dónde:

- | | |
|-------|--|
| r_e | es el rendimiento esperado del capital contable, |
| r_f | es el rendimiento de la tasa libre de riesgo de EE. UU., |

r_m	es el rendimiento del mercado accionario de EE. UU.,
$r_m - r_f$	es la prima de mercado en EE. UU.,
r_p	es el ajuste por riesgo país de México, y
β	es el coeficiente <i>beta</i> promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto en EE. UU.

Vigésimo. Que, a efecto de que la determinación del costo del capital sea comprensible y transparente a los diferentes participantes de la industria de transporte de gas natural por ducto, en la aplicación del modelo descrito en el Considerando Decimonoveno, esta Comisión utiliza en la medida de lo posible fuentes de información pública, principalmente páginas electrónicas de consultorías financieras o de agencias gubernamentales en México y en Estados Unidos de América.

Vigésimo primero. Que la aplicación práctica de la metodología contenida en el Considerando Decimonoveno conlleva la necesidad de definir criterios sobre la selección de la información a utilizar en la estimación y su tratamiento dado que la diversidad de opciones al respecto conduce a resultados igualmente diversos o que pueden ser contrarios a los principios de la Directiva de Tarifas mencionados en el Considerando Duodécimo.

Vigésimo segundo. Que, con el propósito de establecer reglas claras que conduzcan a un resultado predecible, efectivo, transparente y unívoco en la determinación del costo del capital para permisionarios dedicados al transporte de gas natural por ducto, y de asegurar que las estimaciones sean las adecuadas para cumplir con los principios de la Directiva de Tarifas, esta Comisión ha desarrollado un conjunto de criterios de aplicación sobre los aspectos referidos en el Considerando Vigésimo primero, sobre la metodología para determinar el costo de capital.

Vigésimo tercero. Que dichos criterios de aplicación referidos en el Considerando Vigésimo segundo cubren todos los aspectos necesarios para determinar una rentabilidad del capital razonable para proyectos de inversión en la industria del transporte de gas natural en México, específicamente en lo que respecta a:

1. Las ecuaciones relevantes que sirven para el cómputo del costo de capital contable.
2. Los datos utilizados y la identificación de sus fuentes.
3. Los periodos tomados en cuenta.
4. Las operaciones realizadas sobre dichos datos.
5. Las razones que explican las distintas derivaciones.
6. La ecuación a utilizar sobre el costo promedio ponderado de capital en la determinación de tarifas.

Vigésimo cuarto. Que, para cumplir con lo dispuesto por el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, esta Comisión presentó ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria, una Manifestación de Impacto Regulatorio de los criterios de aplicación a que hace referencia el Considerando Vigésimo tercero, en virtud de tratarse de un acto administrativo de los señalados por el artículo 4 de dicho ordenamiento.

Vigésimo quinto. Que, mediante el oficio COFEME/XX/XXXX del XX de XXX de 2012, la Cofemer emitió su dictamen final sobre la MIR relativa al proyecto de estos Lineamientos, y señaló que se puede proceder a su publicación en el DOF.

Por lo anterior, con fundamento en los artículos 17 y 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 2, fracción VI y último párrafo, 3, fracciones VIII, X, XII, XIV, XVI y XXII, 4, 11 y 13 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía; 4, segundo párrafo, 9, 11, 14, fracciones I, inciso c), y II, 15, primer párrafo, fracción III, incisos a) y j), y 16 de la Ley Reglamentaria del Artículo 27 Constitucional en el Ramo del Petróleo; 1, 2, 4, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 7, 14, 81, 82, 83, 86 y 87, del Reglamento de Gas Natural, y 1, 2, 6, fracción I, incisos A y C, 9 y 23, fracciones VII y XXVI, del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión Reguladora de Energía:

RESUELVE

Primero. Se expiden los Criterios de aplicación de la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007, en materia del costo de capital para el transporte de gas natural por ducto.

Segundo. A efecto de reflejar las condiciones cambiantes de la industria estos Criterios de aplicación se revisarán y actualizarán anualmente.

Tercero. Cualquier situación no prevista en las disposiciones de la presente Resolución, será resuelta por esta Comisión Reguladora de Energía, conforme a sus atribuciones, de oficio o a petición de cualquier solicitante de permiso o permisionario.

Cuarto. En contra de la presente Resolución se podrá interponer el recurso de reconsideración que prevé el artículo 11 de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, al efecto, el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en la Av. Horacio número 1750, Col. Los Morales Polanco, Del. Miguel Hidalgo, C.P. 11510, México, D. F.

Quinto. Publíquese la presente Resolución en el Diario Oficial de la Federación.

Sexto. Inscribese la presente Resolución en el registro al que se refieren los artículos 3, fracción XVI de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y 23,

fracción XVI y 33 del Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía, bajo el número RES/XXX/2012.

México, D.F., XX de XXX de 2012.-

El Presidente, Francisco J. Salazar Diez de Sollano.- Rúbrica.- Los Comisionados: Francisco José Barnés de Castro, Israel Hurtado Acosta, Noé Navarrete González, Rubén F. Flores García.- Rúbricas.

CRITERIOS DE APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA SOBRE LA DETERMINACIÓN DE TARIFAS Y EL TRASLADO DE PRECIOS PARA LAS ACTIVIDADES REGULADAS EN MATERIA DE GAS NATURAL DIR-GAS-001-2007 EN MATERIA DEL COSTO DE CAPITAL PARA EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL POR DUCTO

CONTENIDO

<i>Presentación</i>	<i>11</i>
<i>1. Técnica de análisis de riesgo financiero utilizada.....</i>	<i>11</i>
<i>1.1. Formulación del Modelo CAPM utilizada.....</i>	<i>11</i>
<i>1.2. Frecuencia de actualización del Modelo CAPM utilizada</i>	<i>12</i>
<i>1.3. Año de estimación, año de referencia y vigencia de la estimación</i>	<i>12</i>
<i>1.4. Efecto de la vigencia de la estimación en revisiones tarifarias</i>	<i>13</i>
<i>2. Rendimiento de la tasa libre de riesgo</i>	<i>13</i>
<i>2.1. Plazo de vencimiento de los T-Bonds.....</i>	<i>13</i>
<i>2.2. Fuente de datos de los T-Bonds</i>	<i>13</i>
<i>2.3. Serie histórica considerada de los T-Bonds</i>	<i>14</i>
<i>2.4. Formulación de la tasa libre de riesgo</i>	<i>14</i>
<i>2.5. Estimación para el ejercicio 2012</i>	<i>15</i>
<i>3. Rendimiento del mercado accionario</i>	<i>15</i>
<i>3.1. Fuente de datos del S&P 500</i>	<i>15</i>
<i>3.2. Serie histórica considerada del índice S&P 500.....</i>	<i>16</i>
<i>3.3. Formulación del rendimiento del mercado</i>	<i>16</i>
<i>3.4. Estimación para el ejercicio 2012</i>	<i>17</i>
<i>4. Prima de mercado.....</i>	<i>17</i>
<i>4.1. Formulación de la prima de mercado.....</i>	<i>17</i>
<i>4.2. Estimación para el ejercicio 2012</i>	<i>17</i>
<i>5. Parámetro beta (β)</i>	<i>17</i>
<i>5.1. Muestra representativa.....</i>	<i>18</i>
<i>5.1.1. Muestra considerada para el ejercicio 2012</i>	<i>18</i>
<i>5.2. Serie histórica de rendimientos de muestra de empresas</i>	<i>19</i>
<i>5.2.1. Frecuencia considerada de observaciones de la serie histórica</i>	<i>20</i>

5.3. Estimación del parámetro beta para cada empresa de la muestra representativa.....	20
5.3.1. Cálculo de rendimientos mensuales de acciones.....	20
5.3.2. Cálculo de rendimientos mensuales del mercado.....	20
5.3.2.1. Fuente de datos del S&P 500 para cálculo de beta	20
5.3.3. Estimación del parámetro beta de cada empresa.....	21
5.3.4. Ajuste Blume	21
5.3.4.1. Formulación Ajuste Blume.....	21
5.3.5. Ajuste por desapalancamiento.....	21
5.3.5.1. Formulación del ajuste por desapalancamiento.....	22
5.3.5.2. Razón deuda-capital.....	22
5.3.5.3. Fuentes de datos de deuda y capital de empresas	22
5.3.5.4. Tasa efectiva de impuestos	22
5.3.6. Premio por riesgo regulatorio.....	23
5.3.7. Parámetro beta de la actividad	23
5.3.8. Estimaciones para el ejercicio 2012.....	23
5.3.9. Determinación parámetro beta específico de cada Permisionario de gas natural en México	23
5.4. Riesgo país.....	24
5.4.1. Fuente de datos del EMBI+Spread Mexico.....	24
5.4.2. Serie histórica considerada del índice EMBI+Spread Mexico	25
5.4.3. Formulación del ajuste por riesgo país	25
5.4.4. Estimación para el ejercicio 2012.....	26
5.5. Ajuste de tasas nominales a reales	26
5.5.1. Fuente de datos de la inflación esperada	26
5.5.2. Estimación para el ejercicio 2012.....	26
5.5.3. Formulación del ajuste inflación	26
6. Costo Promedio Ponderado de Capital.....	27
6.1. Formulación del costo promedio ponderado de capital	27
6.2. Participación de las fuentes de financiamiento.....	28
6.3. Costo de la deuda.....	28
6.3.1. Evaluación del costo de la deuda	29
6.3.2. Incentivo para lograr una estructura financiera óptima	29

Presentación

Estos criterios de aplicación se presentan para divulgar y facilitar el entendimiento y el cálculo del costo del capital con base en la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural, DIR-GAS-001-2007, publicada el 28 de diciembre de 2007 en el Diario Oficial de la Federación.

De acuerdo con la DIR-GAS-001-2007, en la evaluación para determinar una rentabilidad apropiada, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) empleará medidas y técnicas de análisis de riesgo financiero utilizados comúnmente en la industria, tales como el Costo Promedio Ponderado del Capital, el Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Capital y el Modelo de Crecimiento de los Dividendos, referentes del costo financiero de proyectos similares, así como cualquier otra información o metodología que estuviese disponible y fuese generalmente aceptada para estos fines.

En la aprobación o determinación de tarifas de transporte de gas natural por ducto, la Comisión ha empleado las técnicas de estimación del costo de capital contable referidas en la DIR-GAS-001-2007. Dada la experiencia práctica por parte de la Comisión, el Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Capital o Modelo CAPM (por *Capital Asset Pricing Model*) es la técnica de análisis de riesgo financiero que mejor cumple con el propósito de tener reglas claras que partan de referencias observables y con resultados predecibles, transparentes y unívocos.

En la aprobación del costo promedio ponderado del capital propuesto, la Comisión toma como referencia los parámetros que reflejan una práctica eficiente de financiamiento de proyectos de inversión en la industria del gas natural. Para ello considera la estructura de financiamiento de empresas eficientes en la industria de gas natural, el costo de financiamiento eficiente de proyectos similares en condiciones similares y el comportamiento de la estructura de capital real del Permisionario, respecto de la estructura de capital.

En los presentes criterios de aplicación se presentan las decisiones que la Comisión ha tomado al momento de determinar el costo de capital del servicio de transporte de gas natural por ducto, los detalles alrededor de la metodología empleada y las razones para decidir en un sentido.

1. Técnica de análisis de riesgo financiero utilizada

La técnica de análisis de riesgo financiero empleada para determinar el costo de capital contable para el transporte de gas natural por ducto es el Modelo de Fijación de Precios en el Mercado de Capital o Modelo CAPM.

1.1. Formulación del Modelo CAPM utilizada

La fórmula del Modelo CAPM utilizada para determinar el costo de capital contable en términos nominales es:

$$r_e = r_f + \beta(r_m - r_f) + r_p$$

donde:

r_e	es el rendimiento esperado del capital contable,
r_f	es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en EE. UU.,
r_m	es el rendimiento del mercado accionario en EE. UU.,
$r_m - r_f$	es la prima de mercado en EE. UU.,
r_p	es el ajuste por riesgo país de México, y
β	es el parámetro <i>beta</i> promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto en EE. UU.

1.2. Frecuencia de actualización del Modelo CAPM utilizada

Los valores de la fórmula del Modelo CAPM serán actualizados anualmente.

Para distinguir entre diferentes estimaciones del costo del capital contable, la notación de la fórmula del Modelo CAPM descrita en el criterio 1.1 se modifica para incluir un superíndice que denote el año de estimación correspondiente.

De acuerdo a lo anterior, el costo de capital contable en términos nominales calculado en el año de estimación T está dado por la fórmula siguiente:

$$r_e^T = r_f^T + \beta^T(r_m^T - r_f^T) + r_p^T$$

donde:

r_e^T	es el rendimiento esperado del capital contable estimado en el año T ,
r_f^T	es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en EE. UU. estimado en el año T ,
r_m^T	es el rendimiento del mercado accionario en EE. UU. estimado en el año T ,
$r_m^T - r_f^T$	es la prima de mercado en EE. UU. estimada en el año T ,
r_p^T	es el riesgo país de México estimado en el año T , y
β^T	es el parámetro <i>beta</i> promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto en EE. UU. estimado en el año T .

1.3. Año de estimación, año de referencia y vigencia de la estimación

Por año de estimación se entiende el año en cuyo primer semestre la Comisión recaba y procesa información actualizada hasta el año $T - 1$.

El año $T - 1$ se denomina año de referencia.

Los resultados del Modelo CAPM estarán disponibles en junio del correspondiente año de estimación T .

La vigencia de la estimación corre de julio del año de estimación T a junio del año de estimación $T + 1$.

Por ejemplo, para el año de estimación 2012, el año de referencia es 2011 y la vigencia de la estimación va de julio de 2012 a junio de 2013.

1.4. Efecto de la vigencia de la estimación en revisiones tarifarias

La vigencia de la estimación de costo de capital contable será efectiva en función de la fecha en que concluya la revisión tarifaria siempre y cuando ésta concluya en los tiempos previstos en la DIR-GAS-001-2007.

En caso que la revisión tarifaria concluyera más tarde de lo previsto en la DIR-GAS-001-2007 por causas atribuibles a la Comisión, el costo de capital contable efectivo será el vigente en el periodo previo a la conclusión.

Por ejemplo, las revisiones tarifarias que concluyan en octubre de 2012 deberán incluir la estimación vigente para el periodo julio de 2012 a junio de 2013 aun cuando el inicio de la revisión ocurriese antes de julio de 2012. Si la conclusión es retrasada en términos de los tiempos previstos en la DIR-GAS-001-2007 y dicho retraso es atribuible a la Comisión, la estimación a considerar debe ser la que estuvo vigente hasta junio de 2012.

2. Rendimiento de la tasa libre de riesgo

El rendimiento de la tasa libre de riesgo en EE. UU. es calculado a partir de rendimientos anuales del bono gubernamental emitido por la Reserva Federal de los EE. UU., *Treasury Bond* o *T-Bond*.

La razón para tomar este instrumento financiero es la percepción generalizada que sobre ellos se tiene de ser obligaciones de bajo riesgo.

2.1. Plazo de vencimiento de los *T-Bonds*

Dentro del conjunto de plazos de vencimiento de los *T-Bonds*, para calcular el rendimiento de la tasa libre de riesgo se toman aquellos con vencimiento a 30 años.

La razón de este criterio es hacer equiparable el plazo en que se compromete la inversión de este tipo de bonos con la duración de un permiso otorgado por la Comisión.

2.2. Fuente de datos de los *T-Bonds*

La serie considerada es la de valores diarios que publica la Reserva Federal estadounidense, *Federal Reserve Board*, en su página de internet conforme a los siguientes atributos:

Instrument	U.S. government securities/Treasury constant maturities/Nominal
Maturity	30-year

Frequency	Business day
Description	Market yield on U.S. Treasury securities at 30-year constant maturity, quoted on investment basis
Unit:	Percent:_Per_Year
Unique Identifier	H15/H15/RIFLGFCY30_N.B
Time Period	RIFLGFCY30_N.B
Source	http://www.federalreserve.gov/releases/h15/data.htm

Durante el período 2002 al 2005, no hubo emisión de este tipo de instrumentos, por lo que para contar con una serie completa se utiliza un factor de extrapolación lineal calculado por el mismo tesoro estadounidense. Para calcular la tasa estimada de *T-Bonds* a 30 años, a la tasa de *T-Bonds* a 20 años se le agrega dicho factor de extrapolación lineal.

Los factores antes mencionados y la serie *T-Bond* a 20 años se obtienen a partir de la siguiente fuente:

Type of interest rate data	Daily Treasury Long-Term Rates
Time period	18/02/2002 – 08/02/2006
Source	http://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/Pages/TextView.aspx?data=longtermrateYear&year=2002

2.3. Serie histórica considerada de los T-Bonds

La muestra de datos históricos considerados cubre un periodo de 30 años, con el último año igual al año anterior al de estimación, es decir, al año de referencia $T - 1$.

Por ejemplo, para la estimación realizada en el año 2012, el año de referencia es 2011 y el periodo histórico considerado abarca del año 1982 a 2011.

Las razones que sirven de base a este criterio son:

- El propósito de contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.
- La conveniencia estadística de contar con una serie de datos suficientemente numerosa.

2.4. Formulación de la tasa libre de riesgo

La fórmula utilizada para calcular la tasa libre de riesgo de largo plazo en términos nominales para el año de estimación T es:

$$r_f^T = \frac{\sum_{i=T-30}^{T-1} \sum_{j=1}^{m_i} x_{ji}}{\sum_{j=T-30}^{T-1} m_i}$$

donde,

- r_f^T es el rendimiento de la tasa libre de riesgo de EE. UU. de largo plazo estimado en el año T ,
- x_{ji} valor de la serie histórica del T -bond correspondiente al día j del año i ,
- $T - 1$ año de referencia, y
- m_i es el número de datos diarios que se observan para el año i

Por ejemplo, el rendimiento de la tasa libre de riesgo de largo plazo estimado en 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011, a considerar en el cálculo del costo de capital contable, a utilizar en la determinación de una rentabilidad razonable que se incluirá en los requerimientos de ingresos para proyectos de transporte de gas natural aprobados en el periodo de julio del 2012 a junio del 2013 es el resultado de calcular el promedio aritmético:

$$r_f^{2012} = \frac{\sum_{i=1982}^{2011} \sum_{j=1}^{m_i} x_{ji}}{7501}$$

2.5. Estimación para el ejercicio 2012

La tasa libre de riesgo en términos nominales estimada para el ejercicio 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011 equivale a 6.96%.

3. Rendimiento del mercado accionario

El rendimiento del mercado accionario de EE. UU. es calculado a partir de los rendimientos anuales de la serie *S&P 500 annual returns* que a su vez proviene del índice *Standard & Poor's 500* conocido como *S&P-500* el cual es un índice bursátil compuesto por 500 empresas líderes de EE. UU. en las principales industrias de la economía estadounidense.

La razón para tomar este índice es su diversificación de acciones de empresas representativas en todas las ramas de la economía.

3.1. Fuente de datos del S&P 500

En los últimos años, la información bursátil confiable y completa no es accesible libre de costo. A efecto de asegurar que la estimación del rendimiento de mercado no parta de datos incorrectos, para los rendimientos observados entre 1988 y 2011, la Comisión utiliza como fuente pagada a *Thomson Reuters*. Para el periodo

1926-1987, la Comisión utiliza como fuente los datos contenidos en Ross (2005)¹, quien a su vez cita como fuente original a Ibbotson Associates².

3.2. Serie histórica considerada del índice S&P 500

La muestra de datos históricos de la serie *S&P 500 annual returns* cubre un periodo de 30 años, con el último año igual al año anterior al de estimación, es decir, al año de referencia $T - 1$.

Por ejemplo, para la estimación realizada en el año 2012, el año de referencia es 2011 y el periodo histórico considerado abarca del año 1982 a 2011.

Las razones que sirven de base a este criterio son:

- El propósito de contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.
- La conveniencia estadística de contar con una serie de datos suficientemente numerosa.
- Por congruencia metodológica con la estimación de la tasa libre de riesgo.

3.3. Formulación del rendimiento del mercado

La fórmula utilizada para calcular el rendimiento del mercado de largo plazo en términos nominales para el año de estimación T es:

$$r_m^T = \frac{\sum_{i=T-30}^{T-1} y_i}{30}$$

donde,

r_m^T es el rendimiento del mercado accionario de EE. UU. de largo plazo estimado en el año T ,

y_i valor de serie *S&P 500 annual returns* para el año i , y

$T - 1$ año de referencia.

Por ejemplo, el rendimiento de la tasa de rendimiento del mercado de largo plazo estimado en 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011, a considerar en el cálculo del costo de capital contable a utilizar en la determinación de una rentabilidad razonable que se incluirá en los requerimientos de ingresos para proyectos de transporte de gas natural aprobados en el periodo de julio del 2012 a junio del 2013 es el resultado de calcular el promedio aritmético:

¹ Ross, S. A., Westerfield, R. W., Jaffe, J. (2005): Corporate Finance. International Edition 2005, 7th Edition, McGraw-Hill, p. 243

² Stocks, Bonds and Bills and Inflation: 2003 Yearbook, TM annual updates work by Roger G. Ibbotson and Rex A. Sinquefeld (Chicago: Ibbotson Associates)

$$r_m^{2012} = \frac{\sum_{i=1982}^{2011} y_i}{30}$$

3.4. Estimación para el ejercicio 2012

La tasa de rendimiento del mercado de largo plazo en términos nominales estimada para el ejercicio 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011 equivale a 12.46%.

4. Prima de mercado

La prima de mercado en EE. UU. es calculada a partir de la diferencia entre el rendimiento de mercado de largo plazo, calculado conforme al criterio 3.3, y el rendimiento de la tasa libre de riesgo en EE. UU. calculado conforme al criterio 2.4.

4.1. Formulación de la prima de mercado

La fórmula utilizada para calcular la prima de riesgo de EE. UU. de largo plazo en términos nominales para el año de estimación T es:

$$r_m^T - r_f^T = \frac{\sum_{i=T-30}^{T-1} y_i}{30} - \frac{\sum_{i=T-30}^{T-1} \sum_{j=1}^{m_i} x_{ji}}{\sum_{j=T-30}^{T-1} m_i}$$

donde:

r_m^T es el rendimiento del mercado accionario en EE. UU. de largo plazo estimado en el año T , y

r_f^T es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en EE. UU. de largo plazo estimado en el año T .

4.2. Estimación para el ejercicio 2012

La prima de mercado de largo plazo en términos nominales estimada para el ejercicio 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011 equivale a 5.50%.

5. Parámetro *beta* (β)

El parámetro *beta* (β) de la industria de transporte de gas natural es estimado a partir de la información bursátil de una muestra de empresas transportistas de gas en EE. UU.

Para cada empresa de la muestra se calcula su parámetro *beta* específico mediante un enfoque de regresión lineal. Con el objeto de obtener los mejores

estimadores lineales insesgados, el valor resultante de cada parámetro *beta* específico es mejorado, en términos estadísticos, a través de técnicas suavizantes y comparativas.

Una vez obtenidas las estimaciones para cada elemento de la muestra se construye un parámetro *beta* de la industria de transporte de gas natural por ducto en EE. UU.

5.1. Muestra representativa

La selección de la muestra de empresas de la industria de transporte de gas natural por ducto parte de la clasificación de las actividades utilizada en *NYSE* que es el mercado accionario de referencia.

La muestra considera a empresas de la rama denominada como *Pipelines*.

La razón para tomar esta rama es que, de acuerdo a su descripción, las empresas que la componen realizan actividades de transporte de gas comparables a las reguladas por la Comisión.

Rama	Descripción
Ductos <i>Pipelines</i>	Operadores de ductos que transportan crudo, gas u otro tipo de combustibles. No incluye operadores de ductos cuya principal fuente de ingresos esté relacionada con la venta directa a usuarios finales, los cuales están clasificados en la categoría " <i>Gas Distribution</i> ". Fuente: http://www.nyse.com/about/listed/lc_all_industry.html http://www.icbenchmark.com/Site/ICB_Structure

Del total de empresas bajo la clasificación *Pipelines*, se descartan aquellas empresas que no cumplen con los criterios siguientes:

- Periodos de cotización en *NYSE* de al menos los últimos cuatro años contados a partir del año de referencia $T - 1$.
- Disponibilidad de información en los sitio Yahoo! Finance³ y Zacks Investment Research⁴.

5.1.1. Muestra considerada para el ejercicio 2012

La lista de las empresas incluidas en la muestra utilizada en el ejercicio 2012 es la siguiente:

Nombre de la Empresa	Símbolo	Clasificación NYSE
Atlas Pipeline Partners, L.P.	APL	Pipelines

³ <http://finance.yahoo.com/>

⁴ <http://www.zacks.com/>

Nombre de la Empresa	Símbolo	Clasificación NYSE
Boardwalk Pipeline Partners, LP	BWP	Pipelines
DCP Midstream Partners, LP	DPM	Pipelines
El Paso Pipeline Partners, L.P.	EPB	Pipelines
Enbridge Energy Management, L.L.C.	EEQ	Pipelines
Enbridge Energy Partners, L.P.	EEP	Pipelines
Enbridge, Inc.	ENB	Pipelines
Energy Transfer Equity, L.P.	ETE	Pipelines
Energy Transfer Partners, L.P.	ETP	Pipelines
Enterprise Products Partners L.P.	EPD	Pipelines
Kinder Morgan Energy Partners L.P.	KMP	Pipelines
Kinder Morgan Management, LLC	KMR	Pipelines
MarkWest Energy Partners, L.P.	MWE	Pipelines
OGE Energy Corp.	OGE	Pipelines
Spectra Energy Partners, LP	SEP	Pipelines
TransCanada Corporation	TRP	Pipelines
Williams Companies Inc	WMB	Pipelines

5.2. Serie histórica de rendimientos de muestra de empresas

Los datos históricos de la información bursátil de la muestra de empresas transportistas de gas en EE. UU. cubren un periodo de estudio de 5 años, con el último año igual al año anterior al de estimación, es decir, al año de referencia $T - 1$. Con el propósito de tener una mayor cantidad de empresas, también son consideradas aquellas cuyo historial bursátil sea continuo durante los últimos 4 años.

Por ejemplo, para la estimación realizada en el año 2012, el año de referencia es 2011 y el periodo histórico considerado abarca del año 2007 a 2011. En esta estimación, la muestra contiene dos compañías con información de cuatro años.

Las razones que sirven de base a este criterio son:

- El propósito de contar con un valor equilibrado que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas y que al mismo tiempo considere las condiciones recientes de rentabilidad de la actividad de transporte de gas en el mercado de referencia.
- La conveniencia estadística de contar con una serie de datos suficientemente numerosa.
- Disponibilidad de información en el mercado bursátil de referencia.

5.2.1. Frecuencia considerada de observaciones de la serie histórica

Los valores considerados de la serie histórica seleccionada corresponden a retornos mensuales.

Las razones que sirven de base a este criterio son:

- El propósito de atenuar la volatilidad observable en los cambios diarios y semanales.
- La conveniencia estadística de contar con una serie de datos suficientemente numerosa para la inferencia estadística.

5.3. Estimación del parámetro *beta* para cada empresa de la muestra representativa

Para estimar el parámetro *beta* de cada empresa k que conforma la muestra representativa, se sigue este procedimiento:

5.3.1. Cálculo de rendimientos mensuales de acciones

Para cada uno de los meses del periodo de estudio y para cada empresa de la muestra se calcula el rendimiento mensual total a partir de la fórmula siguiente:

$$r_{k,t+1} = \left[\left(\frac{P_{k,t+1} + Div_{k,t+1}}{P_{k,t}} \right) - 1 \right] \times 100$$

donde:

$r_{k,t+1}$ es el rendimiento de la acción k entre los meses t y $t+1$;

$P_{k,t}$ es el precio de la acción k en el mes t , y

$Div_{k,t+1}$ es el dividendo pagado por la acción k durante el mes $t+1$.

5.3.2. Cálculo de rendimientos mensuales del mercado

Para cada uno de los meses del periodo de estudio seleccionado, se toma el rendimiento del mercado accionario de EE. UU. partir de los rendimientos mensuales de la serie *S&P 500 monthly total returns* que a su vez proviene del índice *Standard & Poor's 500* que incluye el efecto del pago de dividendos en cada una de las empresas que conforman el índice.

5.3.2.1. Fuente de datos del S&P 500 para cálculo de *beta*

La serie empleada para el cálculo de este elemento proviene de la información de *Thomson Reuters Datastream*.

5.3.3. Estimación del parámetro *beta* de cada empresa

El parámetro *beta* de la empresa *k* resulta de ajustar un modelo de regresión lineal con los rendimientos calculado con el criterio 5.3.1 como datos de la variable dependiente y a los rendimientos calculados con el criterio 5.3.2 como datos de la variable independiente.

Con el objetivo de obtener los mejores estimadores lineales insesgados se considera el nivel de significancia de las pruebas aplicadas a los residuos.

El coeficiente obtenido para la pendiente de cada regresión se toma como el parámetro *beta* específico de la empresa correspondiente.

5.3.4. Ajuste *Blume*

A cada una de los parámetros *beta* estimados con el criterio 5.3.3 se les aplica el ajuste denominado *Blume*.

El objetivo de este ajuste es suavizar el comportamiento del parámetro *beta* a lo largo del tiempo, ya que se incluye un componente que representa el riesgo no sistemático que, en teoría, debería observarse en el largo plazo. Es decir que el rendimiento de largo plazo de cada actividad económica tiende a ser la del mercado en conjunto, lo que implica que el parámetro *beta* de largo plazo es igual a la unidad.

5.3.4.1. Formulación Ajuste *Blume*

El parámetro *beta* resultante de ajuste *Blume* estimado en el año *T* se calcula de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$^{Blume}\beta_k^T = 0.66 * \beta_k^T + 0.34$$

donde:

$^{Blume}\beta_k^T$ es el parámetro *beta* para la empresa *k* resultante de ajuste *Blume* estimado en el año *T*, y

β_k^T es el parámetro *beta* para la empresa *k* de la muestra estimado en el año *T* con el criterio 5.3.3.

5.3.5. Ajuste por desapalancamiento

El parámetro *beta* de cada empresa *k* transportadora de gas natural en EE. UU. estimado en el año *T* se toma libre del efecto de su nivel de endeudamiento.

Las razones para eliminar tal efecto son:

- Contar con una medida de riesgo de la actividad de transporte de gas natural por ducto que no esté distorsionada por el riesgo que el mercado percibe por el nivel de endeudamiento específico de cada empresa.
- Los parámetros *beta* estimados con el criterio 5.3.3 incluyen implícitamente el efecto del nivel de apalancamiento propio de cada empresa pues están basados en cotizaciones de mercado y dichas cotizaciones se derivan de todos

elementos de riesgo perceptibles por los inversionistas, incluidos aquellos asociados con un potencial de incumplimiento en los compromisos financieros.

5.3.5.1. Formulación del ajuste por desapalancamiento

Los parámetros *beta* ajustados por desapalancamiento se calculan conforme a lo siguiente:

$$Unlev \beta_k^T = \frac{Blume \beta_k^T}{1 + \left(\frac{D}{E} \right)_k^T (1 - \tau_k^T)}$$

donde:

$Unlev \beta_k^T$ es el parámetro *beta* para la empresa *k* ajustado por desapalancamiento estimado en el año *T*,

$Blume \beta_k^T$ es el parámetro *beta* para la empresa *k* resultante del ajuste Blume estimado en el año *T*,

$\left(\frac{D}{E} \right)_k^T$ es la razón deuda-capital de la empresa *k* estimada en el año *T*,

τ_k^T es la tasa efectiva de impuestos pagada por la empresa *k* considerada en la estimación del año *T*. En caso de que esta tasa no esté disponible, se toma la tasa de la industria.

5.3.5.2. Razón deuda-capital

La razón deuda-capital de la empresa *k* estimada en el año *T* es el promedio de los cierres de los últimos cinco años anteriores al año *T* del cociente siguiente:

$$\frac{D}{E} = \frac{\text{Deuda de largo plazo}}{\text{Total de capital accionario común}}$$

5.3.5.3. Fuentes de datos de deuda y capital de empresas

Los datos considerados son los reportados por la empresa de análisis financiero ZACKS

5.3.5.4. Tasa efectiva de impuestos

La tasa efectiva de impuestos de la empresa *k* estimada en el año *T* es el promedio de los cinco años anteriores al año *T* de las tasas efectivas particular de la empresa *k*. Si la tasa antes mencionada no se reporta o es cero, se considera la tasa efectiva de la industria conforme a la forma en que Reuters clasifica a cada empresa. La información de las tasas son las reportadas en la página de *Thomson Reuters*⁵.

⁵ <http://www.reuters.com/finance/stocks>

5.3.6. Premio por riesgo regulatorio

El riesgo derivado de las diferencias entre el marco regulador que aplica a las empresas en el mercado de referencia y el riesgo derivado de un marco regulador por incentivos se reconoce mediante un premio a ser agregado en el parámetro *beta*.

El valor reconocido para este premio es de 0.2.

5.3.7. Parámetro *beta* de la actividad

El parámetro *beta* promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto en EE. UU. estimado en el año *T* es el promedio aritmético de los parámetros *beta* estimados hasta el criterio 5.3.5 más el premio por riesgo regulatorio.

5.3.8. Estimaciones para el ejercicio 2012

Los promedios de *betas* calculadas por empresa, *betas* ajustadas, *betas* no apalancadas y el parámetro *beta* de la actividad conforme a los criterios mencionados anteriormente para la estimación 2012, se muestran a continuación:

Beta Observada Criterio 5.3.3	Beta ajustada Criterio 5.3.4.1	Beta no apalancada Criterio 5.3.5.1	Parámetro Beta de la actividad Criterio 5.3.7
0.67	0.78	0.44	0.64

5.3.9. Determinación parámetro *beta* específico de cada Permisionario de gas natural en México

El parámetro *beta* definido en el criterio 5.3.7 está libre de efecto por endeudamiento.

Para reconocer el nivel de apalancamiento individual de cada Permisionario o Solicitante de Permiso, la *beta* específica de cada transportista de gas natural en evaluación es:

$$\beta_E = {}^{Unlev+RR}\beta_{EE.UU}^T * \left[1 + \left(\frac{D}{E} \right) (1 - T_{ISR}) \right]$$

donde:

β_E es el parámetro *beta* apalancado específica del Permisionario en evaluación;

${}^{Unlev+RR}\beta_{EEUU}^T$ es el parámetro *beta* de la actividad definido en el criterio 5.3.7;

$$\left(\frac{D}{E}\right)$$

T_{ISR}

es la razón deuda-capital propia del Permissionario en evaluación;

es la tasa efectiva de impuestos prevaleciente en México, es decir, el Impuesto Sobre la Renta.

La tasa prevaleciente para el año de referencia (2011) es del 30%, conforme a la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR).⁶

5.4. Riesgo país

El ajuste por riesgo país de México es calculado a partir del valor del diferencial *EMBI+Spread Mexico* que proviene del índice *EMBI+(Emerging Markets Bond Index)*.

La razón para lo anterior es que el índice seleccionado es utilizado ampliamente para medir el riesgo soberano de países emergentes y su valor refleja las condiciones del riesgo de las inversiones extranjeras en México respecto a un mercado desarrollado como el de EE. UU.

5.4.1. Fuente de datos del EMBI+Spread Mexico

La serie empleada para el cálculo de este elemento proviene de la información de *Thomson Reuters Datastream*.

Series/Lists:	JPMPMEX
Datatypes/Expressions:	SSPRD
Freq:	Daily
Source:	Thomson Reuters Datastream
Name	JPM EMBI+ MEXICO - STRIPPED SPREAD
Code	JPMPMEX(SSPRD)
	The Stripped Spread shows the yield difference in basis points over US Treasuries of a JPMorgan emerging market bond index (EMBI), stripping out any credit enhancements such as principal and/or interest collateral.

⁶ http://www.sat.gob.mx/sitio_internet/informacion_fiscal/rf/157_17074.html

5.4.2. Serie histórica considerada del índice EMBI+Spread Mexico

La muestra de datos históricos de la serie *EMBI+Spread Mexico* cubre un periodo de 10 años, con el último año igual al año anterior al de estimación, es decir, al año de referencia $T - 1$.

Por ejemplo, para la estimación realizada en el año 2012, el año de referencia es 2011 y el periodo histórico considerado abarca del año 2002 a 2011.

Las razones que sirven de base a este criterio son:

- El propósito de contar con un valor equilibrado que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas y que al mismo tiempo considere las condiciones de estabilidad macroeconómica prevalecientes en los últimos años en México.
- La conveniencia estadística de contar con una serie de datos suficientemente numerosa.

5.4.3. Formulación del ajuste por riesgo país

La fórmula utilizada para calcular el ajuste por riesgo país de largo plazo en términos nominales para el año de estimación T es:

$$r_p^T = \frac{\sum_{j=\delta_{inicial}(T-10)}^{\delta_{final}(T-1)} z_j}{\sum_{j=\delta_{inicial}(T-10)}^{\delta_{final}(T-1)} 1}$$

donde,

r_p^T	es el ajuste por riesgo país de México de largo plazo estimado en el año T ,
z_j	valor de serie <i>EMBI+Spread Mexico</i> para el día j ,
$\delta_{inicial}(k)$	es el primer día de cotizaciones para la serie <i>EMBI+Spread Mexico</i> del año k ,
$\delta_{final}(k)$	es el último día de cotizaciones para la serie <i>EMBI+Spread Mexico</i> del año k , y
$T - 1$	año de referencia.

Por ejemplo, ajuste por riesgo país de largo plazo estimado en 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011, a considerar en el cálculo del costo de capital contable a utilizar en la determinación de una rentabilidad razonable que se incluirá en los requerimientos de ingresos para proyectos de transporte de gas natural aprobados en el periodo de julio del 2012 a junio del 2013 es el resultado de calcular el promedio aritmético:

$$r_p^{2012} = \frac{\sum_{j=\delta_{inicial}(2002)}^{\delta_{final}(2011)} z_j}{\sum_{j=\delta_{inicial}(2002)}^{\delta_{final}(2011)} 1}$$

5.4.4. Estimación para el ejercicio 2012

El ajuste por riesgo país estimado para el ejercicio 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011 equivale a 1.94%.

5.5. Ajuste de tasas nominales a reales

El ajuste para convertir el costo de capital contable nominal a real descuenta la expectativa de inflación en EE. UU.

Las razones del ajuste y su aplicación son las siguientes:

- La DIR-GAS-001-2007 prevé entre sus disposiciones un ajuste a las tarifas por efecto de inflación y riesgo cambiario. Dado que en las revisiones quinquenales se reconoce el efecto inflacionario en el valor de la base de activos, la tasa de costo de capital con la que se determina el requerimiento de ingreso debe expresarse en términos reales para no contabilizar dos veces el efecto inflacionario
- Debido a que la estimación del costo de capital contable parte de tasas nominales, tanto la tasa libre de riesgo como la prima de mercado están expresadas en términos nominales, la tasa obtenida también es nominal.
- El descuento de la inflación debe ser congruente con el mercado de referencia utilizado, en este caso EE. UU. De esta manera se calcula una tasa real para inversiones en la actividad de transporte de gas natural por medio de ducto en EE. UU.

5.5.1. Fuente de datos de la inflación esperada

La proyección de inflación para EE. UU. utilizada es la que publica anualmente el gobierno de Estados Unidos, elaborada por *Office of Management and Budget*⁷, en el documento *Analytical Perspectives Budget of the U.S. Government* para el año fiscal $T+1$.

5.5.2. Estimación para el ejercicio 2012

La estimación para inflación correspondiente al ejercicio 2012 considerando datos de los años 2011 a 2015 es de 2.26%.

5.5.3. Formulación del ajuste inflación

La fórmula utilizada para convertir el costo de capital contable de nominal a real en el año T es:

⁷ <http://www.whitehouse.gov/omb/budget>

$$realr_e^T = \frac{1 + r_e^T}{1 + \pi_{US}^{(T-1)+4}} - 1$$

donde:

- $realr_e^T$ es el rendimiento real esperado del capital contable estimado en el año T ,
- r_e^T es el rendimiento nominal esperado del capital contable estimado en el año T , y
- $\pi_{US}^{(T-1)+4}$ es la tasa de inflación esperada en EE. UU. calculada como un promedio de 5 años considerando la inflación observada en el año de referencia $(T - 1)$ y las tasas de inflación estimadas entre los años T y $T+3$

Por ejemplo, el costo de capital contable real estimado en 2012, con datos actualizados hasta el año de referencia 2011, a utilizar en la determinación de una rentabilidad razonable que se incluirá en los requerimientos de ingresos para proyectos de transporte de gas natural aprobados en el periodo de julio del 2012 a junio del 2013 es el resultado de:

$$realr_e^{2012} = \frac{1 + r_e^{2012}}{1 + \pi_{US}^{2015}} - 1$$

6. Costo Promedio Ponderado de Capital.

Los elementos del costo promedio ponderado del capital reflejarán una práctica eficiente de financiamiento de proyectos de inversión en la industria del gas natural.

6.1. Formulación del costo promedio ponderado de capital

La fórmula del costo promedio ponderado de capital en términos nominales estimado en el año T es:

$$WACC^T = W_e r_e^T + W_d^{CRE} r_d^T (1 - T_{ISR})$$

donde:

- $WACC^T$ es el costo promedio ponderado de capital calculado para el año T ;
- W_e es la participación del capital propio respecto al total del valor de los activos;
- r_e^T es el rendimiento nominal esperado del capital contable estimado en el año T ;
- W_d es la participación de la deuda respecto al total del valor de los activos;
- r_d^T es el costo nominal de la deuda autorizada por la Comisión en el año T , y

T_{ISR} es la tasa efectiva de impuestos prevaleciente en México, es decir, el Impuesto Sobre la Renta.

Las razones de esta formulación son:

- El propósito de reflejar de manera conjunta en un solo parámetro las diferentes fuentes de financiamiento y el peso relativo de cada una de ellas.
- Tomar en cuenta el ahorro en impuestos derivado del pago de intereses, ya que este ahorro es observable en el flujo de efectivo en la construcción de un ingreso requerido.

6.2. Participación de las fuentes de financiamiento

Los ponderadores que reflejan la participación de cada fuente de financiamiento procederán de la proyección propuesta por cada Permisionario o Solicitante de Permiso, misma que deberá ser congruente, en su caso, con la estructura de capital vigente en los estados financieros más recientes de la empresa, el comportamiento histórico de la estructura de capital real del Permisionario y las condiciones prevalecientes en los mercados de dinero.

Las razones de este criterio son:

- No existe una teoría comprobada de la estructura de capital óptima, ni un consenso sobre la estructura que adquieren en la práctica empresas en sectores competitivos.
- En mercados de capitales perfectos el costo de capital de una empresa no dependería de su estructura financiera de acuerdo al principio Modigliani-Miller.
- La estructura de capital observada depende fuertemente de aspectos coyunturales: la capacidad de la empresa para retener ingresos, estrategias de señalización de prospectos mediante emisiones y recompras y el conflicto entre la tolerancia al riesgo de directivos y accionistas.

6.3. Costo de la deuda

El costo de la deuda propuesto y documentado por cada Permisionario o Solicitante de Permiso será aprobado por la Comisión siempre y cuando su efecto en la fórmula del costo promedio ponderado de capital resulte en que éste último sea menor al rendimiento requerido por el riesgo de negocio el cual se puede medir con el rendimiento nominal esperado del capital contable estimado en el año T .

Las razones de este criterio son:

- El costo de la deuda fijo tiene un efecto variable en el costo ponderado de la deuda, ello en función del nivel de apalancamiento. Tal variación puede ser creciente o decreciente en función no sólo de la tasa de deuda sino de los plazos para amortizar el monto principal de la deuda, del balance entre el perfil de pagos de intereses y sus ahorros derivados de la exención de impuestos. Estos efectos se acentúan en la evaluación de proyectos de largo plazo.

- Por lo tanto no es posible establecer *ex ante* un umbral que delimite lo que es o no una tasa de financiamiento que refleje una estrategia financiera eficiente.

6.3.1. Evaluación del costo de la deuda

La Comisión autorizará el costo de la deuda propuesto y documentado por cada Permisionario o Solicitante de Permiso si el ingreso requerido resultante es menor o igual que aquel que resultaría de utilizar una estructura de capital compuesta por 100% capital contable.

En el caso de que lo anterior ocurra, la diferencia en los montos de cada ingreso requerido se denominará como excedente por mejoras del financiamiento.

6.3.2. Incentivo para lograr una estructura financiera óptima

En el caso de que en una evaluación del costo de la deuda se observe un excedente por mejoras del financiamiento, el costo de la deuda que efectivamente se utilizará en el cálculo de las tarifas máximas iniciales incluirá un ajuste a la alza de manera que el excedente mencionado beneficie de manera compartida a los usuarios y al Permisionario o Solicitante de Permiso, en proporciones de 90% y 10% respectivamente.