

DIRECCIÓN JURÍDICA
SUBDIRECCIÓN DE CONSULTORÍA JURÍDICA
GERENCIA JURÍDICA CONSULTIVA

MRO. VIRGILIO ANDRADE MARTÍNEZ

Director General de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria
Secretaría de Economía
Presente



Hago referencia al anteproyecto de "Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía modifica y actualiza 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 relación al costo de capital para el transporte de gas natural por ducto" (anteproyecto) y a su respectiva Manifestación de Impacto Regulatorio de Alto Impacto (MIR de Alto Impacto), publicados en el portal electrónico de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria el 29 de enero del año en curso, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 69-K de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

Sobre el particular, me permito manifestarle que esta unidad administrativa informó a la Gerencia de Regulación de Pemex-Gas y Petroquímica Básica, por tratarse de un asunto de su competencia, sobre la presentación del anteproyecto y su respectiva MIR de Alto Impacto, por lo que me permito acompañar al presente, para los efectos conducentes, copia del oficio PGPB-SP-GR-157-2014, del 20 de marzo de 2014, mediante el cual la Gerencia de Regulación del citado Organismo Subsidiario, formula comentarios al anteproyecto de referencia, así como un disco compacto que contiene la versión electrónica del oficio mencionado.

Sin más por el momento, le envío un saludo.

ATENTAMENTE



LIC. HORACIO A. ARELLANO DÍAZ
GERENTE JURÍDICO CONSULTIVO

Elaboró: IBM

C.c.p. Lic. Silvia Oropeza Querejeta. Subdirectora de Consultoría Jurídica. Presente.
Lic. Rodolfo Figueroa Alonso. Subdirector de Planeación. Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Presente.
Lic. Juan Marcelo Parizot Murillo. Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos. Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Presente.
Lic. Rosa Elena Torres Ortíz. Gerente de Regulación. Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Presente.
Lic. Jaime de Pablo Carretero Román. Gerente Comercial de Transporte. Pemex-Gas y Petroquímica Básica. Presente.
Lic. Juan Rogelio Loredo Mendoza. Gerente Jurídico de Gas y Petroquímica Básica. Presente.

Exp. COFEMER

Oficio

		Fecha	México, D.F. a 20 de marzo de 2014
Remitente	Lic. ROSA ELENA TORRES ORTÍZ Gerente de Regulación Subdirección de Planeación PEMEX-Gas y Petroquímica Básica Piso 17, Torre Ejecutiva	Número	PGPB-SP-GR-157 -2014
Destinatario	Lic. Horacio A. Arellano Díaz Gerente Jurídico Consultivo Subdirección de Consultoría Jurídica Dirección Jurídica	Antecedentes: Número(s): Número único de expediente: Fecha(s):	
Presente			
Asunto:	Comentarios al Proyecto de Resolución de Costo de Capital de la Comisión Reguladora de Energía en 2014	Anexo	<input type="checkbox"/>

Hago referencia al Proyecto de Resolución que la Secretaría de Energía (SENER) presentó ante la Comisión Federal de Mejora Regulatoria (COFEMER), relativo a 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 relación al costo de capital para el transporte de gas natural por ducto" (el Proyecto).

Sobre el particular, solicito de la manera más atenta, que mediante su conducto la COFEMER reciba, tanto vía electrónica como oficial, los comentarios que se adjuntan sobre el Anteproyecto:

Derivado de un análisis detallado sobre el Proyecto se desprende que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión, CRE) ha realizado modificaciones en la metodología de la resolución RES/233/2013 de manera unilateral sin presentar la motivación, justificación o ser sometidas a consulta pública previa, lo cual genera incertidumbre en los permisionarios e inversionistas de transporte de gas natural por medio de ductos.

En razón de lo anterior, mi representada considera que para el correcto desarrollo del mercado se requiere brindar certeza regulatoria en términos del costo del costo de capital, tal como la Comisión realizó en el pasado periodo de cinco (5) años enmarcados por la primera y segunda revisiones quinquenales del Sistema Nacional de Gasoductos (SNG), donde mediante RES/406/2007 estableció los criterios que determinaron la tasa de 11.33% como costo de capital para la primera revisión quinquenal del SNG y cuyos valores autorizados por dicha resolución a Pemex Gas y Petroquímica Básica (Pemex Gas, PGPB) fueron aplicados por la CRE a otros permisionarios en los años subsecuentes.

El desarrollo mercado de gas natural está relacionado al costo de capital y al rendimiento que éste le ofrece a los inversionistas, así como a la certeza regulatoria. El Proyecto de resolución en cuestión genera incertidumbre al modificar elementos que fueron autorizados por la resolución RES/233/2013, mismos que se describen a continuación:



1. Modificación a la formulación de la tasa libre de riesgo

El primero de los elementos modificados por la CRE, con respecto a la RE/233/2013, es lo establecido en el Numeral 2.4 "Formulación de la tasa libre de riesgo", donde en el texto del Proyecto se adiciona en el numeral 2.4:

"Las tasas contenidas en las series históricas a [que] las hace referencia el numeral **Error! Reference source not found.** anterior, se encuentran expresadas en términos equivalentes a bonos con pagos semianuales, es decir están expresadas de una forma anualizada simple. A fin de que estas tasas sean comparables con el rendimiento anual de un activo financiero cualquiera, estas deben ser transformadas a tasas anuales efectivas¹. La transformación de tasas anualizadas simples a tasas anuales efectivas se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$x_{ij} = \left(1 + \frac{\hat{x}_{ij}}{2}\right)^2 - 1$$

Donde,

x_{ij} es la tasa anual efectiva del *T-bond* correspondiente al cierre del mes *j* del año *i*, y

\hat{x}_{ij} es la tasa anualizada simple encontrada en la serie histórica del *T-bond* correspondiente al cierre del mes *j* del año *i*."

Lo anterior implica una modificación en la metodología, sin someterla a consulta pública y sin que se aclararen los motivos por lo que se realizó dicho cambio. Adicionalmente, no se describe cómo se instrumentará esta modificación a los permisionarios que se les autorizó una tasa que no consideraba dicho cambio y que tal ajuste pudiese resultar favorable. Recordando que el principio legal de retroactividad en beneficio del afectado implica que tiene derecho a reclamar y recibir los beneficios producto de ajustes en su favor.

2. Estimaciones para el ejercicio 2013, Numeral 5.

Si bien en el numeral se presentan los resultados de la aplicación de los elementos que conforman al CAPM, al no presentarse las series de datos, los resultados presentados por la CRE no pueden ser replicados, en específico se destaca que en el "rendimiento del mercado accionario" especificado en el anexo único de la RES/233/2013 el periodo de estudio es 1989-2011 y en el proyecto de resolución para el periodo 1989-2012 el resultado es una tasa de 10.99%, en ambos, considerando 276 y 288 observaciones, respectivamente:

Anexo de la Resolución RES/233/2013	Proyecto de resolución en consulta por COFEMER
Periodo 1989 - 2011	Periodo 1989 - 2012
$r_m^2 = \frac{\sum_{i=1989}^{2011} \sum_{j=1}^{12} y_{ij}}{276} = 10.99\%$	$r_m^2 = \frac{\sum_{i=1989}^{2012} \sum_{j=1}^{12} y_{ij}}{288} = 10.99\%$
Frecuencia: Mensual	Frecuencia: Mensual

Por lo que resultaría conveniente que la CRE presente la información empleada a fin de brindar certeza y que la estimación pueda ser replicada con las mismas fuentes, ya que no se esperaría que resultara el mismo rendimiento del mercado accionario al agregar un año, a menos de que mantuviera la misma tendencia y más aún que el peso relativo de las observaciones del inicio del periodo fuera más relevante que las del final del periodo, lo que implica que la metodología utilizada por la CRE refleja las condiciones del pasado. Incluso el resto de las estimaciones de la CRE en el Proyecto de resolución, en contraste, con el anexo de la resolución RES/233/2013, si presentan variaciones, por lo que se presume una inconsistencia en la estimación para el rendimiento del mercado accionario.

3. Modificación a la información en los sitios *Yahoo! Finance* y *Zacks Investment Research*

¹ Más información sobre este punto se puede encontrar en la sección de preguntas frecuentes relativas a la cotización de instrumentos a plazos constantes en el sitio de la Tesorería de EE. UU.: <http://www.treasury.gov/resource-center/faqs/Interest-Rates/Pages/faq.aspx#2>

El anexo del Proyecto de resolución se modifica eliminando la fuente de información del numeral 6.1, lo cual no permite la obtención de información para replicar el cálculo.

4. Modificación en la determinación del cálculo de rendimientos

La CRE modificó la fórmula de cálculo de rendimientos, ya que en el anexo de la Resolución RES/233/2013 se obtenía "el rendimiento de la acción k entre los meses t y $t+1$ " mientras que en el Proyecto de resolución la variable exógena es "el rendimiento durante el mes t de la emisora k ". Así mientras en el anexo metodológico de la resolución RES/233/2013 se autorizó una metodología con $t+1$ en el proyecto se pretende el uso de t , incluso considerando un rezago en el precio de la emisora $t-1$, cómo se puede observar en la siguiente fórmula.

Anexo de la Resolución RES/233/2013	Proyecto de resolución en consulta por COFEMER
$r_{k,t+1} = \left[\left(\frac{P_{k,t+1} + Div_{k,t+1}}{P_{k,t}} \right) - 1 \right] \times 100$	$r_{k,t} = \frac{P_{k,t} + Div_{k,t} - P_{k,t-1}}{P_{k,t-1}}$

En este sentido la metodología de la CRE en el apartado 6.3.1 se modificó, ya que en anexo de la resolución RES/RES/233/2013 se señala que:

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

Mientras que en el proyecto de resolución se obtiene que: " $r_{k,t}$ es el rendimiento durante el mes t de la emisora k ", destacando que se modifica la metodología aprobada en la resolución RES/233/2013, dado que lo establecido es:

$P_{k,t}$ 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 $t+1$.

Así en el Proyecto de resolución lo que se pretende hacer es modificarlo por lo siguiente:

* $P_{k,t}$ es el precio de la emisora k ajustado por acciones corporativas al cierre del mes t , provisto por el sistema Thomson Reuters, y

$Div_{k,t}$ Son las distribuciones de dividendos en efectivo que haya efectuado la emisora k , durante el mes t , expresadas en términos ajustados por acciones corporativas, provistas por el sistema Thomson Reuters.*

Lo anterior, son elementos que no estaban previstos en lo autorizado mediante RES/233/2013, ya que por un lado se autorizó el "precio de la acción k " mientras que en el Proyecto de la resolución se pretende utilizar el "precio de la emisora k ajustado por acciones corporativa (...) provisto por el sistema Thomson Reuters" elemento que implica modificación en la metodología y genera incertidumbre regulatoria en la instrumentación de los criterios para la aplicación del costo de capital para el transporte de gas natural por ducto.

Así mismo, la CRE modificó lo establecido para los dividendos, ya que mientras en lo autorizado en la RES/233/2013, se obtiene el "dividendo pagado por la acción k " y en el Proyecto de resolución se utilizan "las distribuciones de dividendos en efectivo que haya efectuado la emisora k , durante el mes t , expresadas en términos ajustados por acciones corporativas, provistas por el sistema Thomson Reuters". Este cambio no se aclara, ni se motiva o se funda afectando a una de las principales variables para la del costo de capital.

5. Modificación en las fuentes de datos de deuda y capital

En el numeral 6.3.5.3 titulado como "fuentes de datos de deuda y capital" la CRE realiza otra modificación en las fuentes de información y no motiva o justifica dicho cambio. Lo autorizado y especificado en el anexo de la Resolución RES/233/2013 es que "los datos considerados son los reportados por la empresa de análisis financiero Zacks" mientras que en el Proyecto de resolución se señala que "Los datos considerados provienen de los estados financieros de cada una de las compañías consideradas reportados por la empresa proveedora de información financiera Thomson Reuters."

Lo anterior implica la modificación de las fuentes de información para uno y otro periodo en la determinación del costo de capital, sin especificar la razón del cambio y el efecto que genera. Lo cual es una inconsistencia metodológica en el uso de las fuentes de información, que ocasiona incertidumbre para los permisionarios de transporte de gas natural por medio de ductos.

6. Modificación de la tasa efectiva de impuestos

La CRE modifica la fuente de la tasa efectiva de impuestos, ya que en lo autorizado por medio de la Resolución RES/233/2013 claramente se especifica que "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 particulares 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 Reuters⁶" lo que es modificado por la CRE en el proyecto de resolución sin justificación para establecerlo de la siguiente manera:

"La tasa efectiva de impuestos de la empresa k estimada en el año T es la tasa efectiva promedio de los cinco años anteriores al año T de la empresa k , obtenida de los estados financieros de cada compañía reportados por la empresa proveedora de información financiera Thomson Reuters."

Por un lado se autorizó el uso de una tasa efectiva de impuestos con base en la información de tasas reportadas en la página de Thomson Reuters indicando la fuente de información y por otro, en el Proyecto se utiliza la información de estados financieros reportados y con información financiera de Thomson Reuters, sin indicar la fuente de información o sin proveer de la misma a los permisionarios de transporte de gas natural, generando incertidumbre.

7. Estimación del parámetro beta de la actividad

Con relación a las estimaciones del ejercicio 2013, numeral 6.3.8 se puede destacar que el "parámetro beta de la actividad" que se obtiene es el mismo para el ejercicio 2012, equivalente a 0.64, destacando que la "Beta observada" del ejercicio 2012 es 0.67 mientras que la del 2013 es de 0.77, lo que implica una variación de 0.10 que aparentemente no tiene efecto en el parámetro beta de la actividad, al igual que aparentemente la "beta ajustada" que en el ejercicio 2012 era de 0.78 en el ejercicio 2013 el resultado fue de 0.85 que tampoco tiene efecto alguno en el "parámetro" beta de la actividad. Por lo que en este sentido, convendría más mantener una beta estable para todo un periodo quinquenal o utilizar las betas que se obtienen del mercado en lugar de realizar estimaciones.

8. Tasa de Impuesto Sobre la Renta de referencia

En lo que respecta al numeral 6.3.9 "Determinación parámetro beta específico de cada Permisionario de gas natural en México" se debe destacar que la CRE no actualizó la tasa de Impuesto Sobre la Renta (ISR) de referencia.

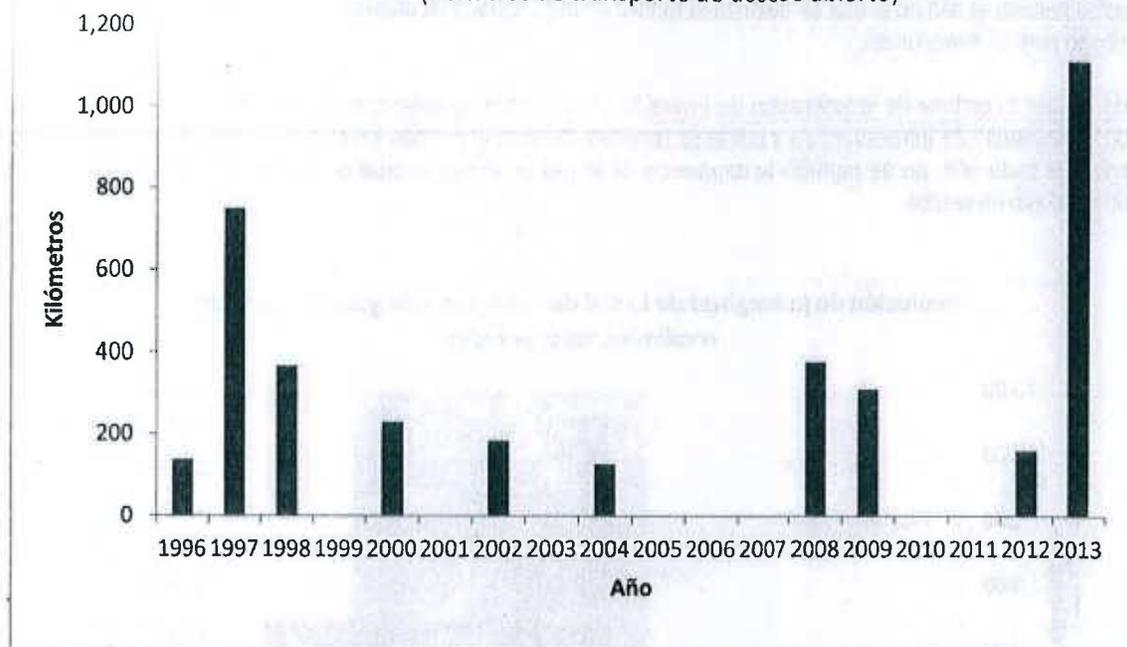
Con base en lo anterior, en síntesis mi representada considera que para el correcto desarrollo del mercado lo más conveniente es mantener el criterio por un periodo mayor a un año, de manera que se brinde certeza regulatoria del rendimiento esperado por los permisionarios e inversionistas de transporte de gas natural por medio de ductos.

Comentarios generales:

Pemex Gas considera que el criterio de determinación y estabilidad regulatoria relacionado al costo de capital reconocido utilizado durante el periodo de 2007 a 2013 es eficiente en cuanto a la certeza regulatoria y a los incentivos para el desarrollo de inversión, ya que los sistemas de transporte de gas natural son un monopolio natural con costos hundidos, representados principalmente por los gasoductos, ya que dicha infraestructura una vez instalada no puede ser empleada para otro fin. En la siguiente gráfica se presenta la evolución de la infraestructura de transporte de gas natural por medio de gasoductos.

Evolución de la longitud de la red de transporte de gas natural en México, 1996-2013

(Permisos de transporte de acceso abierto)



Fuente: Elaboración propia con base en la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía

En la gráfica anterior, no se incorpora la longitud de los sistemas de transporte de Pemex Gas, Sistema Nacional de Gasoductos y Sistema Naco Hermosillo, ya que ambos sistemas de transporte son previos a la regulación. Como se puede observar durante el inicio de la regulación, los primeros cinco (5) años, se detonó la inversión por la apertura del mercado, expandiendo la red de transporte en aproximadamente 1,483 km, del año 1996 al año 2000. Después del año 2001 al año 2007 los sistemas de transporte acumularon 313 km, sin que implicara que se llegará a una fase de madures del mercado en el que los incrementos son marginales ya que en el periodo 2008 a 2013 la expansión de gasoductos fue por una longitud de 1,963 km, que si bien la mayor parte de estos sistemas de transporte inician operaciones durante los años 2014 y 2015 las inversiones y los permisos fueron autorizados en el año 2013.

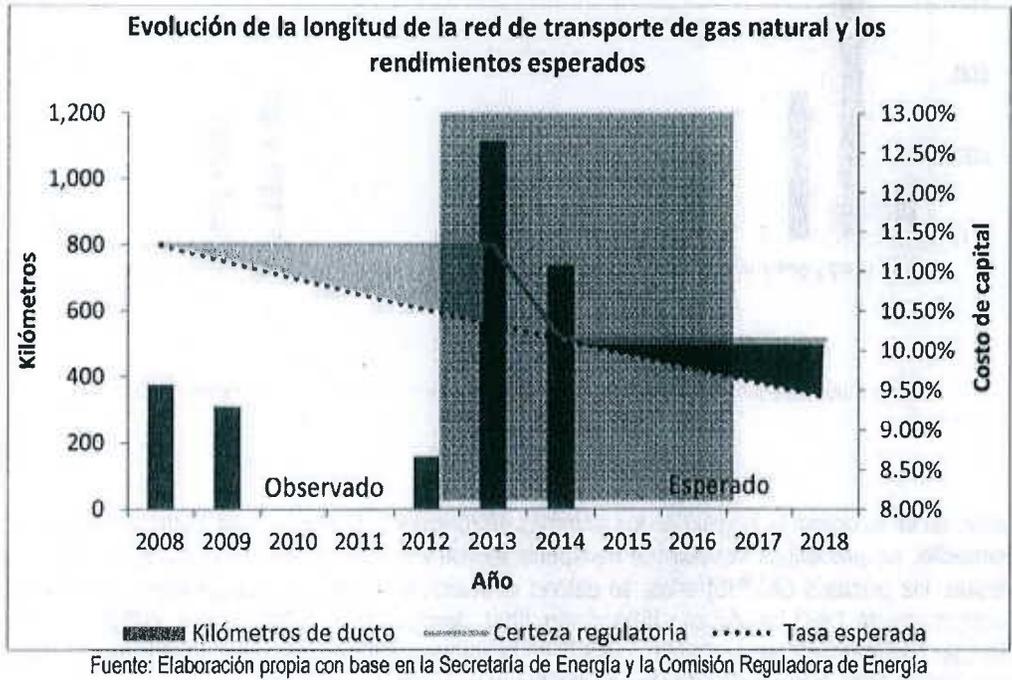
La evolución del mercado del gas natural, y en específico de la industria del transporte, requiere de certeza en las inversiones ya que como se ha comentado los costos hundidos no permiten la recuperación de la inversión en caso de que se modifique el costo de capital originando que los inversionistas sólo puedan recuperar aquel nivel de rendimiento que les sea autorizado.

Si bien, actualmente las inversiones son realizadas, en su mayoría, con base en contratos de largo plazo que aseguran un nivel de ingreso dado, esto es sólo uno de los elementos para el desarrollo del transporte de gas natural. Por un lado, las inversiones se dan por medio de licitaciones con usuarios que apalancan la demanda y aseguran el ingreso y por el otro con el Sistema de Transporte Nacional Integrado (STNI) los inversionistas reciben el ingreso regulado autorizado por la CRE y suscriben un contrato de largo plazo con Pemex.

En este último esquema de desarrollo de infraestructura los inversionistas requieren al menos dos elementos de certeza regulatoria. El primero de ellos es la incorporación del sistema de transporte en cuestión al STNI permitiendo recuperar el requerimiento de ingresos autorizado y el segundo elemento es que el ingreso que recuperan ofrezca un rendimiento adecuado para atraer la inversión y permitir el desarrollo del mercado.

En este último sentido si el costo de capital reconocido por la CRE tiene una tendencia decreciente y es modificado año con año, no permite brindar de la certeza que se requiere para el desarrollo de infraestructura ya que los proyectos son de muy largo plazo, al igual que propio desarrollo de los proyectos. Si el proyecto se inicia en un año con un plan de negocios que prevé un determinado costo de capital pero en el año en el que se autoriza la tarifa máxima regulada es diferente y se ha actualizado el costo de capital se genera un riesgo para el inversionista.

Por otro lado, si bien la certeza de recuperación de inversión es necesaria, la obtención del rendimiento es lo que permitirá que se continúe con el desarrollo de infraestructura y como se observó, durante el periodo en el que el costo de capital se autorizaba de manera cambiante cada año, no se permitió la expansión de la red de ducto, lo cual se ha revertido a partir de la certeza de la recuperación del costo de capital.



Como se puede observar en la gráfica anterior el rectángulo verde representa el nivel que debió bajar la tasa de rentabilidad año con año, sin embargo esto no se realizó brindando estabilidad al mercado de gas natural. Por otro lado, el rectángulo verde representa la disminución anual que se podría esperar por la actualización anual del costo de capital, pudiendo llegar a niveles por debajo de 9.50%, de los rendimientos esperados y pagados en Estados Unidos, como se puede observar en la siguiente tabla.

↓

Rendimientos pagados al capital en Estados Unidos a empresas de energía

Empresa	Retorno ajustado a Capital
Alliant Energy	10.7%
Ameren Corp.	7.1%
American Eic Pwr.	10.2%
CenterPoint Energy	11.8%
DTE Energy Co.	9.7%
Edison International	9.2%
Exelon Corp.	13.1%
Great Plains Energy	10.2%
Hawaiian Elec.	7.7%
IDACORP, Inc.	10.5%
OGE Energy Corp.	8.7%
Pinnacle West Capital	11.9%
Portland General Elec.	10.8%
PPL Corp.	9.2%
Pub SV Enterprisise Grp	8.7%
SCANA Corp.	12.1%
Sempra Energy	11.3%
Teco Energy	13.3%
UIL Holdings	9.7%
Westar Energy	8.8%
Minimo	7.1%
Máximo	13.3%
Promedio	10.2%
Moda	10.2%
Mediana	10.2%

Fuente Elaboración propia con base en Pacific Gas and Electric Company, Pacific Gas and Electric Company's Proposed Rate and Non-rate Changes to the Wholesale Distribution Tariff, FERC Electric Tariff Volume No. 4 and Related Service Agreements for Wholesale Distribution Service Type of Filing Code: 320, Página 354.

Si bien el actual costo de capital de 10.14% que reciben los inversionistas por invertir en infraestructura de transporte es equivalente, o al menos, aproximado al 10.2% en promedio que se recibe en Estados Unidos por proyectos de energía, no se considera el riesgo país. Aunado a lo anterior, en este momento se puede considerar que las tasas son coincidentes pero la tendencia implica que en México se estén autorizando tasas por debajo de las recibidas en Estados Unidos, es decir, que las curvas se intersecten y se crucen, de tal modo que sea más atractivo y seguro invertir en Estados Unidos, limitando la inversión en México.

De antemano agradezco la atención al presente.

Atentamente,



Lic. Rosa Elena Torres Ortiz

Gerente

Elaboró: BERD/LBMR

- ccp
- Lic. Rodulfo Figueroa Alonso - / Subdirector de Planeación.
 - Lic. Juan Marcelo Parizot Murillo / Subdirector de Gas Licuado y Petroquímicos Básicos.
 - Ing. Luis Sánchez Graciano/ Subdirección de Ductos.
 - Lic. Jaime de Pablo Carretero Román/ Gerente Comercial de Transporte
 - Lic. Juan Rogelio Loredo Mendoza / Gerente Jurídico de Gas y Petroquímica Básica.