

Contacto CONAMER **GLS-CULS - AMMDL- B000230968**

De: juan.torres@engie.com
Enviado el: lunes, 5 de junio de 2023 08:20 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; Francisco Miguel Parra Ibarra; José Daniel Jiménez Ibañez; Raúl Alejandro Díaz Ventura; Daniel Flores Martínez; maria.rojas@engie.com; irasema.davila@engie.com
Asunto: Comentarios al Acuerdo 65-0008-090523 TAG
Datos adjuntos: Manifetsciones a la aplicacion de la metodolgia propuesta.pdf
Marca de seguimiento: Seguimiento
Estado de marca: Marcado

Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria
P R E S E N T E

Por medio del presente y con el debido respeto, exponemos mediante escrito adjunto, los comentarios de TAG Pipelines, S. de R.L. de C.V. a la Consulta Pública referente a las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología para la determinación de tarifas para las actividades de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural”, con número de expediente 65/0008/090523 que la Comisión Reguladora de Energía envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria el pasado 9 de mayo de 2023.

Agradezco de antemano la consideración de la presente y aprovecho para enviarle un cordial saludo.

Atentamente,

Juan Antonio Torres Aguilar
Gerente de Regulación y Proyectos
Por favor piensa en el medio ambiente antes de imprimir este mensaje

ENGIE Mail Disclaimer: <http://www.engie.com/disclaimer/>



Ciudad de México, a 05 de junio de 2023

DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO
COMISIONADO NACIONAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Av. Insurgentes Sur 1940
Colonia Florida, Alcaldía Álvaro Obregón 01030
Ciudad de México

Asunto: Comentarios al Anteproyecto “Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología para la determinación de tarifas para las actividades de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural” (Anteproyecto) con número de expediente 65/0008/090523.

Estimado Dr. Montoya Martín del Campo,

A nombre de TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V. (el Permisionario), titular del permiso de distribución de gas natural por medio de ductos de acceso abierto número G/340/TRA/2014, con el debido respeto comparezco para exponer lo siguiente:

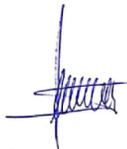
Hago referencia al Anteproyecto que la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) remitió el 9 de mayo de 2023 a la Comisión a su cargo, si bien ya la Asociación Mexicana de Gas Natural de la cual mi representada forma parte, ha tenido a bien adelantar comentarios generales y estamos de acuerdo con los comentarios particulares que en su momento emita, sírvase la presente para hacer llegar a esa Comisión, diversas manifestaciones particulares del Permisionario específicamente a la Aplicación de la Metodología Propuesta por la CRE en el citado Anteproyecto.

Agradezco de antemano la atención a la presente, así como, la consideración o en su caso respuesta a todos y cada una de las manifestaciones plasmadas a lo largo de este documento.

Aprovecho la presente para enviarle un cordial saludo.

Atentamente

TAG Pipelines Sur, S. de R.L. de C.V.



Alberto López González

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA

Es de reconocerse el trabajo que realizó la CRE al incorporar en este instrumento, la práctica regulatoria que se ha aprobado a través de diversas resoluciones particulares a permisionarios de la industria, situación que sin duda abonará a la certidumbre en el desarrollo de este tipo de infraestructura. Sin embargo es necesario realizar aclaraciones que requieren ser analizadas por la CRE para que este instrumento sea compatible con la realidad de los proyectos de transporte y almacenamiento que se desarrollan en el país y aspiremos a incorporar también las mejores prácticas internacionales.

Fondos Usados Durante la Construcción (AFUDC)

En las disposiciones 17.2, fracción II, y 17.3, fracción I (periodo para calcular el AFUDC), se establece que “...El periodo de otorgamiento de AFUDC corresponda a las actividades de construcción requeridas para el inicio de operaciones del Sistema, misma que no podrá exceder los 12 (doce) meses”, plazo que resulta sumamente restrictivo ya que no refleja los plazos de construcción y puesta en operación de este tipo de sistemas, mismo que dependen de una diversidad de factores que no necesariamente son controlados por el permisionarios (v. gr., permisos locales, derechos de vía, consulta a comunidades, hallazgos arqueológicos, clima, fuerza mayor, etc.). Además, hay sistemas que, por su magnitud (cientos de km de longitud de del gasoducto), son humanamente imposibles de concluir en el plazo de 12 meses. Basta con echar un vistazo a los proyectos que obran en expedientes dentro de la CRE para denotar que este plazo establecido sin ninguna referencia, en la mayoría de los casos resulta insuficiente.

Con el último permiso nuevo desarrollado por nuestro grupo de interés se puede corroborar que, el periodo de construcción ha sido de 22 meses, casi el doble del límite establecido por la CRE para el reconocimiento del AFUDC, con lo cual de haberse aplicado este criterio, a pesar de no presentar interrupciones el valor del AFUDC hubiera sido arbitrariamente desconocido Con lo anterior queda demostrado que la restricción de plazo debe ser eliminada y como es la práctica de la industria, el permisionario estimará y en su momento, acreditará debidamente ante la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el tiempo y circunstancias en las que se desarrolló la construcción del proyecto.

Por otro lado, en la disposición 17.3, fracción II y III establece que “II. La documentación soporte referida en la fracción anterior deberá ser presentada por el Permisionario ante esta Comisión junto con la solicitud de la Tarifa Máxima Inicial para el primer periodo de operaciones, y III. Las erogaciones de capital deberán efectuarse de manera continua y dentro del periodo de duración de la construcción de la infraestructura. “, de lo anterior se debe hacer notar que, para tarifas iniciales posteriores a la obtención del Permiso, el AFUDC corresponderá a la mejor estimación de erogaciones en inversión proyectada con que cuenta el permisionario, es decir, no se contará con documentación que acredite la erogación, ni tampoco su fecha de capitalización dado que, como ya se mencionó anteriormente, hay una multitud de factores que al momento de realizar las obras, pueden presentar desviaciones respecto a la mejor estimación. El Permisionario en todo caso, **no** podría terminar la construcción antes de presentar su solicitud de tarifas iniciales máximas, que sería el único modo en que tuviera los soportes a los que se hace alusión en este anteproyecto de, ya que, es de su interés y urgencia que, una vez concluida la obra esté en la posibilidad de prestar el servicio, retrasar su solicitud de tarifas hasta finalizar la construcción atentaría contra sus propios intereses.

Así mismo, debe precisarse el criterio de “*erogaciones continuas*”, ya que en cualquier caso, la CRE debe tomar en consideración que la continuidad en las aportaciones de capital y la erogación de recursos de inversión no necesariamente recae en las decisiones del permisionario, depende también de las condiciones y el entorno económico así como de imponderables, como demoras en el otorgamiento de permisos y autorizaciones u oposición de comunidades; siendo entonces que el criterio no debería ser dicotómico, en todo caso, se debe considerar para su cálculo únicamente los meses y erogaciones efectivamente realizadas, pero no tendría por qué ser anulando de tajo todo el cálculo en caso no presentar erogación en algún periodo, desconociendo aquellas erogaciones realizadas antes o después de una suspensión temporal de obras, por causas no imputables al permisionario.

Del mismo modo, la disposición 17.5, fracción I elimina la aplicación del AFUDC para ampliaciones y extensiones, ¿cuál es el motivo de que la CRE no reconozca el AFUDC para este tipo de proyectos que en su mayoría requieren de prolongados tiempos de construcción?; aunque los sistemas se encuentren en operación, las ampliaciones y extensiones siguen la suerte de cualquier activo de un nuevo proyecto, cuyo periodo de capitalización es igual al del activo original, es decir, igualmente es aplicable la lógica del costo de oportunidad del capital destinado a la inversión en activos que rendirán beneficios hasta en determinado momento en el futuro y cuyo costo durante su construcción, dependiendo del tipo de ampliación o extensión suele ser, igualmente significativo. Recordamos a la CRE que mirando únicamente los las extensiones aprobadas a nuestro grupo de interés, se puede corroborar que, el periodo de construcción para una extensión ha sido de 18 meses, demostrando además que como ya se ha comentado ampliamente, por la complejidad técnica, social, territorial e incluso geopolítica del Proyecto, los plazos de construcción de un nuevo Permiso y la extensión del mismo puede ser incluso similares.

Finalmente, si bien la CRE establece en la disposición 17.4 que “*el cálculo del AFUDC consistirá en reconocer el rendimiento e intereses acumulados generados, dependiendo de las fuentes de los fondos empleados (capital propio y deuda) durante el periodo autorizado por la Comisión*”, no indica una metodología que dé certidumbre a la manera en cómo se reconocerán estos fondos, por lo cual que al menos se propone añadir lo siguiente: “*..., a partir de la fecha de erogación de los fondos empleados y hasta la fecha en que el proyecto sea capitalizado como un activo puesto en servicio. La tasa de rentabilidad y la estructura del capital empleado será calculada conforme a la disposición 20 de las presentes DACG*”. Lo anterior debido a que en la práctica regulatoria para servicios públicos de infraestructura con uso intensivo de capital, el AFUDC es la forma en la que las empresas recuperan sus costos preoperativos de financiamiento.

Determinación de la Rentabilidad

La disposición 20.1 del Anteproyecto establece que “*En la determinación de la tasa de rentabilidad razonable, la Comisión empleará medidas y técnicas de análisis de riesgo financiero utilizadas comúnmente en la industria, tales como el Modelo de Valuación de Activos de Capital (CAPM, por sus siglas en inglés) y el Costo Promedio Ponderado del Capital (WACC, por sus siglas en inglés), así como cualquier otra información o metodología que estuviese disponible y fuese generalmente aceptada para estos fines*”, sin embargo en el “Acuerdo por el que se emitirán las DACG”, en el Acuerdo Tercero, la CRE especifica los parámetros de cálculo, así como la «Tasa de Costo de Capital Real propio» de 9.9126%. Por lo cual de lo establecido en la disposición 20.1 de las DACG se genera confusión en el sentido de que no es claro si cada permisionarios podrá proponer su tasa de capital propio con base en el CAPM, o bien todos se deben sujetar a la tasa prevista en el Acuerdo (salvo justificación en contrario).

Se debe dotar de certidumbre jurídica, de que la metodología permita incorporar la estructura de capital real de las empresas a la hora de hacer una revisión del beta apalancado y el retorno esperado final, ya que, lo que se muestran en el documento Anteproyecto es una tasa para el costo del capital 100% propio, pero en ningún momento se menciona el efecto que en este costo del capital propio, el tomar una estructura de capital apalancada, ni se hace referencia al costo de la deuda para llegar a un WACC (costo total ponderado).

A lo largo del “Anexo I Metodología de Costo de Capital (Anexo I)” se menciona que la metodología se emplea para estimar un costo de capital no de largo plazo sino de “mediano y largo plazo”. En ese sentido el parámetro de inflación de US que utilizan debería reflejar más la expectativa de inflación en el largo plazo. Para estos fines la CRE determina una inflación de dólares de 2.78% sin embargo no se determina la fuente, serie o plazo, con lo cual no se puede verificar el cálculo realizado por la CRE.

Específicamente por cuanto hace al Anexo I y el cálculo de la Tasa de Costo de Capital Real propio de 9.9126% se tienen los comentarios siguientes:

- En las Consideraciones generales la CRE menciona que “*b) La Comisión indicará las fuentes de los insumos del modelo para cada actualización de la tasa de costo de capital propio, apegándose a emplear las referencias más confiables que se encuentren disponibles por parte de instituciones públicas, empresas muestra, así como portales y sitios web financieros.*” Sin embargo, para la tasa que presenta en el Acuerdo Tercero no se indica ninguna fuente ni referencia. **En este sentido, se solicita a la CRE hacer del conocimiento público la memoria de cálculo, las fuentes de información de referencia que serán utilizadas y estarán autorizadas, los periodos de las series de tiempo y cualquier información que dé certidumbre y replicabilidad a este cálculo.**
- Respecto de la muestra de empresas del mercado de referencia, se observa que de las 19 empresas tres se dedican únicamente a la distribución de gas natural. Además, la empresa *Soth Jersey Industries Inc. (SJI)*, **no cumple con el criterio b)** de los criterios para selección, pues únicamente hay datos de sus acciones a partir de abril de 2021 y en febrero de 2022 fue adquirida por *Infrastructure Investments Fund*.
- Para la estimación de las betas apalancadas la CRE menciona que el ejercicio se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_k = \frac{\sigma_k}{\sigma^2} \quad [4]$$

Tabla 4. Variables para estimar la beta apalancada de la empresa muestra

Variable	Definición
β_k	Es la beta apalancada de la empresa k de la muestra, relativa al portafolio del mercado.
σ_k	Es la covarianza entre los rendimientos de las acciones de la empresa k de la muestra con respecto a los rendimientos del índice S&P 500 TR, durante el periodo de evaluación.
σ^2	Es la varianza muestral de los rendimientos del índice S&P 500 TR durante el periodo de evaluación.

Estadísticamente, la ecuación 4 representa una regresión lineal; sin embargo, no se menciona que las betas sean el resultado de ajustar un modelo de regresión lineal

a los datos de los rendimientos, ni el método de estimación a utilizar: mínimos cuadrados ordinarios o mínimos cuadrados generalizados.

- Para obtener la beta del sector, la CRE calcula el promedio ponderado de las betas de la muestra. El ponderador es el tamaño de la empresa medido por el precio de su acción y la cantidad de acciones en circulación en el último año. Tal criterio debiera justificarse, dada la volatilidad a la que se sujetan dichos parámetros.

Consideramos que los parámetros que se utilicen dentro de la fórmula CAPM deben ser objetivos, replicables y de ninguna forma deberían prestarse para que haya sesgos en su selección. En este sentido, en el texto dice que la CRE escogerá la fuente de donde se toman los parámetros *“apegándose a emplear las referencias más confiables que se encuentren disponibles por parte de instituciones públicas, empresas muestra, así como portales y sitios web financieros”*, esto daría pie a que en cualquier momento o por cualquier razón sin debida justificación, la CRE tomara la decisión de cambiar de manera arbitraria, sin previa consulta pública un dato y una metodología que puede incentivar o desincentivar la inversión en este sector.

Tarifas convencionales

Si bien se preservan algunos criterios de la Directiva de Tarifas vigente para posibilitar que los permisionarios puedan pactar Tarifas Convencionales, el Anteproyecto de DACG restringe las alternativas con las que actualmente se cuentan. Por ejemplo, se limita la negociación de Tarifas Convencionales superiores a la Tarifa Máxima como resultado de Licitaciones, definidas como procesos celebrados por el Estado; de lo cual se desprende que abarca a las Empresas Productivas de Estado (EPE: Pemex y CFE).

El criterio se debe ampliar a concursos competitivos que convoquen a Usuarios del sector privado también, tal como se establece actualmente en la Directiva de Tarifas. De otra manera se estará restringiendo un derecho con el que actualmente cuentan los usuarios y permisionarios, para el cual no se ha justificado con base en el análisis costo–beneficio su eliminación. Peor aún, la regulación estará implantando un criterio indebido, preferencial y selectivo, en favor de las EPE y en perjuicio de los privados.

La disposición 35.4 establece que el Licitante Adjudicado (el permisionario) deberá justificar y sustentar las diferencias que lleguen a presentarse entre los insumos con los que obtuvo el fallo favorable de la Licitación Pública y el Plan de Negocios propuesto por el mismo. En estos casos, debe precisarse que las diferencias señaladas podrán versar sobre la percepción del riesgo entre la prestación del servicio al usuario ancla (el Licitante) y la prestación del servicio bajo la modalidad a otros usuarios de características distintas.

Se considera necesario aclarar que en contratos convencionales, los permisionarios pueden pactar tarifas denominadas en moneda extranjera, fundamentalmente en dólares (Apartado VII). En este sentido, se solicita precisar que la disposición 4.1 que indica que *“Las tarifas aplicables a los Servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural se determinarán en Pesos y estarán reguladas por una metodología para establecer límites máximos”*, es aplicable únicamente a las Tarifas Máximas que apruebe la CRE.

Así mismo, se debe precisar en el Apartado VII. Tarifas bajo condiciones especiales, que las Tarifas Convencionales pueden denominarse en moneda extranjera. Y en la disposición

36.2 se debe agregar como supuesto para negociar Tarifas Convencionales distintas a las Tarifas Máximas el establecido en la disposición de las DACG de Acceso Abierto, relativo a las negociaciones con usuarios ancla de los proyectos.

Modelo Nivelado

Agradecemos el esfuerzo de la Comisión por plasmar de manera explícita en un documento de aplicación general una de las metodologías comúnmente utilizadas en los modelos de transporte como lo son los modelos nivelados, sin embargo, pareciera que lo único que cambia dentro de la revisión entre un modelo nivelado y un modelo quinquenal, es el nombre.

Resulta importante que la CRE precise en disposiciones más detalladas la forma en que operará el mismo. Por ejemplo, como ha sido la práctica en resoluciones específicas emitidas por la CRE, se debe precisar los siguientes aspectos:

- I. Los elementos del Plan de Negocios que se mantendrán sin cambio a lo largo de la vida del proyecto (v. gr., tasa de rentabilidad), los elementos que se revisarán por única vez en la siguiente revisión quinquenal (v. gr., inversión inicial), y los elementos que serán objeto de revisión en cada quinquenio (v. gr., Costos OMA).
- II. El tratamiento que se dará a nuevas inversiones y modalidades de servicio en quinquenios futuros, considerando que en beneficio de los usuarios sólo se estiman las inversiones iniciales del primer quinquenio.
- III. La forma en que se aplicarán los ajustes por el índice de inflación en general y ajustes por inflación en los sistemas integrados al SISTRANGAS, en particular.

Respetuosamente, manifestamos que la CRE debe justificar, desde el punto de vista de la conveniencia regulatoria y financiera, el criterio por el que se determina un horizonte de tiempo para ejecutar los modelos nivelados por la vigencia de los permisos; es decir, por 30 años. En casos particulares se observa que la CRE ha aprobado horizontes de planeación que van desde los 20 hasta los 30 años, por lo cual, se propone permitir que el permisionario proponga, con la justificación respectiva, el plazo para Modelo Nivelado.

Adicional a lo anterior, surge la siguiente duda ante la falta de motivación que no se especifica en ningún apartado del Anteproyecto, ¿cuál es la razón por la que la CRE establece que no es posible cambiar del modelo quinquenal al nivelado y viceversa como lo especifica la disposición 4.4? Debiera abrirse la opción a los permisionarios, en caso de así convenir a sus intereses según la evolución del proyecto, siempre que no se afecten derechos de los Usuarios.

Finalmente, en la disposición 21.1, se debe permitir que el Cargo por Capacidad en el Modelo Nivelado también pueda calcularse considerando Factores de Carga distintos al 100% de la Capacidad Operativa, por lo tanto, se solicita que en el modelo de flujo de caja descontado, la utilización de la capacidad para fines de determinación tarifaria refleje la evolución de la demanda en el tiempo. Esto evitará que los sistemas de transporte sigan desarrollando como “trajes a la medida” del cliente ancla únicamente, en lugar de obedecer a una planificación de infraestructura que apoye el crecimiento de largo plazo del país.

Capacidad Operativa y Factor de Utilización.

En la disposición 21.3 del Anteproyecto la Comisión establece que “... *la Comisión podrá ajustar progresivamente el Factor de Utilización aprobado para efectos tarifarios, buscando que se aproveche el 100% (cien por ciento) de la Capacidad Operativa del Sistema. Para dicho ajuste, la Comisión considerará la práctica común de la industria.*” Además de no tener claridad en qué casos la Comisión podrá ajustar el factor de utilización esto podría generar una barrera al acceso abierto ya que, como se mencionó, se construirían ductos con la capacidad justa para evitar una penalización en la tarifa, sin considerar que al desarrollar infraestructura en cierta zona, se promueve la instalación de nuevas empresas al tener la disponibilidad del servicio. Por otro lado la Comisión deberá considerar que un sistema puede operar con picos de consumo (por ejemplo, por alta demanda industrial o clima atípico) y que de no contar con una cierta capacidad operativa (que podría ser superior a la contratada), podrían comprometer el crecimiento de largo plazo de la zona, y en los casos más extremos, la seguridad de los usuarios.

Gastos corporativos

A este respecto, la CRE en la disposición 18.7 del Anteproyecto indica que “***La Comisión autorizará el monto de los gastos corporativos totales para cada grupo de interés económico, para lo cual el Permisionario solicitante deberá entregar la documentación que justifique el monto solicitado tal como Estados Financieros Dictaminados, contratos, presupuestos facturas, entre otros.*** Esta disposición estaría contraviniendo el artículo 77 párrafo tercero del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, donde se menciona que “...***Para cada actividad, la Comisión establecerá la regulación de contraprestaciones, precios o tarifas, la cual además de prever las fracciones I y II del artículo 82 de la Ley, tomará en cuenta los principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria objeto del presente Reglamento y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y que protejan los intereses de los usuarios...***”[Énfasis añadido]

Se contravendría también el Objetivo y el Ámbito de aplicación del propio Anteproyecto, ya que estaría aplicando la regulación tarifaria de Transporte por medio de ductos a permisionarios de otras actividades reguladas (como distribución de gas natural por medio de ductos, entre otras que no cuentan con regulación tarifaria) un instrumento regulatorio en cuyo objetivo se describe “...*definir el esquema básico de lineamientos contables relativos a la prestación de los Servicios de **Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural** realizado por los Permisionarios de la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión).*” [Énfasis añadido]

Por lo que se solicita a la CRE delimitar la aplicación del Anteproyecto a la actividad objeto de este Anteproyecto, ya que un Grupo de Interés Económico, como es de conocimiento de la Comisión, puede estar conformado por permisionarios o empresas de diversas actividades económicas y que no estarían sujetos al cumplimiento de este instrumento regulatorio.

Prorrateo de activos, costos y gastos

La disposición 18.8 del Anteproyecto establece que “***Los Permisionarios deberán entregar a la Comisión la documentación que detalle los prorrateos efectuados en los gastos***

corporativos, conforme al Apartado 10 del Anexo II Criterios Contables para la Actividad de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural”. Al respecto, el Anexo II del Anteproyecto, “Criterios contables para la actividad de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural”, en su disposición 10.1 establece “Los Permisionarios que operen diversos sistemas y servicios **efectuarán prorratesos de los activos, costos y gastos corporativos o comunes entre dichos sistemas y servicios**. Los solicitantes y los Permisionarios deberán justificar ante la Comisión su clasificación de activos, costos y gastos comunes asignados al Permisionario solicitante, distinguiendo por tramos, servicios y clasificándolos conforme a las cuentas descritas en el presente Anexo”.

[Énfasis añadido].

En este sentido se identifica que la CRE mantiene en esencia la redacción de la Directiva de Contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 vigente, misma que menciona en el apartado B el prorrato de costos y gastos, adicionando con el Anteproyecto de DACG, los activos y la distinción por tramos, servicios y cuentas contables.

La CRE también indica en la disposición 10.2 del Anexo II del Anteproyecto que “**Los costos y gastos corporativos o comunes deberán ser prorratedos con base en la ponderación que se deriva de la participación de los ingresos por sistema y por servicio en el ingreso total**”, añadiendo en la disposición 10.3 “No obstante, lo dispuesto en el numeral anterior, los solicitantes y los Permisionarios **podrán utilizar alguno de los siguientes criterios de ponderación: I. La participación del valor de los activos utilizados en una actividad respecto al total de activos; II. La participación de la utilidad bruta obtenida en una actividad respecto a la utilidad bruta total. III. Características físicas de los sistemas tales como longitud o capacidad.**”

Así mismo, se identifica que en la disposición 10.4 del Anexo II del Anteproyecto, la CRE establece “Para efectos del numeral anterior, los solicitantes y los Permisionarios deberán demostrar ante la Comisión a través de soporte documental que valide el prorrato realizado para cada cuenta, **que la aplicación de alguno de estos criterios es más adecuada para prorratar los costos y gastos comunes que el criterio establecido en el numeral 10.2**” **[Énfasis añadido]**, lo cual no refleja certeza jurídica para los permisionarios ya que no se establece un criterio por el cual la CRE podría aceptar que dicha propuesta sea admitida. Si bien, el nivel de ingresos entre los permisionarios podría parecer el criterio más aceptable, la CRE deberá establecer los criterios a evaluar para permitir otra opción que refleje las particularidades de los permisionario que operen diversos sistemas o servicios.

En el caso de considerar el ingreso como criterio de asignación, a manera de ejemplo, se podría generar una distorsión para los permisionarios que estén operando sistemas integrados al Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y otros que no están integrados, es decir, un permiso integrado podría representar un ingreso por el total de la capacidad que gestiona el SISTRANGAS y le correspondería asignarle un mayor monto de costo corporativo versus un permiso no integrado cuyos costos de gestión son mayores versus el sistema integrado.

Por lo anterior, se solicita considerar que el criterio de asignación podrá considerar la información técnica “y/o” económica de los permisionarios, no sólo uno de ellos, sino incluso un criterio que considere una proporción de ambos tipos de criterios, ya que no son mutuamente excluyentes (a manera de ejemplo, un criterio podría ser en cierta proporción el uso de factores como la capacidad de los sistemas y en otra

proporción con base en los ingresos). Se solicita precisar qué considerará la CRE como una *“la aplicación... de criterios ...más adecuada”* para aceptar la propuesta de un permisionario (ejemplo: variables económicas o técnicas relacionadas con el activo, costo o gasto a prorratear) e indicar si el criterio aceptado por la CRE debe mantenerse fijo durante el quinquenio o si se podrá modificar cada año (por ejemplo: con variables del año anterior).

Tarifa de Interconexión

El Anteproyecto en su disposición 10.2 establece que *“Los Permisionarios deberán incluir en los TCPS, la forma en cómo recuperarán los costos por el Servicio de Interconexión. En caso de no existir acuerdo en las contraprestaciones por el servicio, serán regulados utilizando como referencia el desempeño de otros participantes en la industria a nivel nacional e internacional”*.

Primeramente, es necesario manifestar que, la regulación de TCPS, corresponde a otro instrumento regulatorio como lo son las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios de transporte por ducto y almacenamiento de gas natural (DACG de Acceso abierto), dicho instrumento no es materia de este Anteproyecto.

De igual forma, se hace notar que la modificación de TCPS, conlleva a una modificación de Permiso, lo cual tiene asociado un costo y tiempo de al menos 100 días hábiles, con lo cual, lejos de estarse reflejando una **MEJORA REGULATORIA**, estaría incrementando los costos regulatorios con la expedición de un instrumento que busca tener injerencia en otro instrumento cuya materia le es ajena. Así mismo, es importante mencionar que los costos asociados a una interconexión se asocian a obras de construcción individuales, que responden a los requerimiento del caso a caso, cuyo costo refleja la necesidad propia del usuario que se interconecta y el sistema al cual lo hace, es decir no son un costo de aplicación generalizada, como lo son estas disposiciones administrativas, por lo tanto no corresponden al alcance del Anteproyecto. Por lo anterior, se solicita justificar cómo la CRE determinaría el costo de una obra particular tomando como base el promedio de otras obras.

Así mismo, es importante señalar que las DACG de Acceso Abierto en su disposición 29.5 se establece que *“con independencia de quien haya realizado o financiado la interconexión, la administración, operación y mantenimiento de las interconexiones, incluidos los equipos y procedimientos de medición, deberán sujetarse a Normas Aplicables y su cumplimiento será responsabilidad del Permisionario”*, y en la disposición 29.6 establece que *“a elección de la persona que solicita la interconexión, las obras para la construcción de la misma podrán o no ser realizadas por el Permisionario que recibe la solicitud.... Si las obras no fueran realizadas por el Permisionario que admite la interconexión, el solicitante de la misma podrá contratar el servicio de construcción con contratistas debidamente acreditados.... El Permisionario se encuentra obligado a permitir el acceso a sus instalaciones para fines de interconexión a los contratistas”*.

En este sentido, las DACG de Acceso Abierto establecen claramente que, la responsabilidad de aceptación de interconexión, así como la responsabilidad de cumplimiento normativo es del Permisionario, no del usuario y a pesar de eso, se le da al usuario **la opción de realizar las obras por cuenta propia o contratando a un tercero de su elección**; es decir, la responsabilidad es del Permisionario y el usuario tiene la opción que, en caso de que el costo cotizado por el Permisionario le parezca alto, busque realizar la interconexión a cuenta propia al costos más asequible disponible en el mercado,

siempre que se cumplan con Normas Aplicables y las especificaciones establecidas en los TCPS.

Por tal motivo, no tendría por qué determinar la CRE un costo de manera arbitraria. El **colocar esta disposición estaría incentivando** a que cualquier usuario, solicite la intervención de la CRE, alargando el tiempo para poner en operación la interconexión y obligando a los Permisarios a realizar las obras al precio que sea, aun poniendo en riesgo la integridad del sistema e imputando la responsabilidad al Permisario, dejándolo en completo estado de indefensión y condenándolo a absorber cualquier diferencial entre el costo determinado por la CRE y el costo real, ya que este no es reconocido para fines tarifarios.

Soporte documental

En diversas partes del Anteproyecto, la CRE se reserva el derecho de requerir al permisionario cualquier documentación o soporte documental para comprobar la propiedad de los activos o los Costos OMA propuestos (estimados por el permisionario), dejando de lado que el Anteproyecto determinará **las tarifas máximas** para los servicios de transporte por ducto y almacenamiento y en ese sentido corresponde a una regulación por incentivos (*ex-ante*) y no a una regulación de costos de servicio en la que el regulador realiza una revisión documental exhaustiva y requiere de una amplia estructura de personal disponible (*ex-post*).

Al respecto de la disposición 18.3 del Anteproyecto menciona que “La Comisión podrá solicitar **cualquier documentación que considere a fin de comprobar los Costos OMA propuestos**, los que pueden incluir, de manera enunciativa más no limitativa: facturas, cotizaciones, contratos, programas de trabajo y mantenimiento, formatos de pago de contribuciones locales, derechos y aprovechamientos”, así también, la disposición 10.4 del Anexo II del Anteproyecto, la CRE establece “Para efectos del numeral anterior, **los solicitantes y los Permisarios deberán demostrar ante la Comisión a través de soporte documental** que valide el prorrateo realizado para cada cuenta, que la aplicación de alguno de estos criterios es más adecuada para prorratear los costos y gastos comunes que el criterio establecido en el numeral 10.2”. Por otra parte, con la disposición 2.6 del Anexo II del Anteproyecto establece que “Para efectos de considerar un activo como parte de la Base de Activos Regulada, **los Permisarios deberán comprobar ante la Comisión que dicho activo es de su propiedad, mediante evidencia documental** que, para estos efectos, la documentación aceptable como evidencia incluya podrá ser: I. **Facturas en formato PDF y XML**. II. Para el caso de derechos de vía, el contrato correspondiente.”. [Énfasis añadido]

Consideramos que no es necesario presentar miles de facturas y archivos XML para la revisión de la CRE ya que, además de que esta no es una regulación de costo de servicio, conforme a la disposición 11.6 del mismo Anexo II, la CRE **requiere presentar los Estados Financieros Dictaminados**, con los cuales ya se tiene la opinión de un tercero independiente registrado en el Servicio de Administración Tributaria que, conforme a diversas normativas de auditoría y observando los principios y normativas contables generalmente aceptados, asume la responsabilidad del grado en que dichos estados financieros representan la situación financiera, los resultados de las operaciones, las variaciones en el capital contable y el flujo de efectivo del permisionario y lo plasma en su dictamen. En su labor de auditoría, **el contador independiente tiene evidencia suficiente y adecuada de las facturas y registros de los activos para expresar su opinión a lo largo del período que dictamina**.

Resaltamos que solicitar las facturas de un activo de un permisionario (empresa) que opere diversos sistemas y servicios (ejemplo: varios títulos de permiso), podría generar una dificultad contable al no ser posible realizar capitalizaciones de partes proporcionales de una factura de un activo en la información de cada título de permiso. De ahí que establecer reglas claras para que el permisionario tenga certidumbre que la CRE aceptará los criterios de el prorrateo de activos, costos y gastos comunes, sea tan indispensable (ver apartado de Prorrateo de activos, costos y gastos).

Adicionalmente, se podría caer en la situación de que la CRE no reconozca los activos de un prorrateo, ya que no se podría comprobar con facturas en formato PDF y XML. Además, el presentar de forma exhaustiva las facturas de los posiblemente miles de activos que forman la Base de Activos Regulada, pareciera más que el permisionario se encuentra, como se mencionó, en una regulación de costo de servicio, generando sobrecostos y sobrecarga regulatoria para el permisionario en su presentación y para la propia CRE en su revisión. Es de resaltar que aun presentando más del 80% de las facturas de los activos, la CRE ha manifestado que no es suficiente para comprobar el valor de la Base de Activos y el hecho de que muchos de los permisos tienen más de 15 años de operación (algunos más de 25 años), por lo que lo que resulta prácticamente imposible reunir todas las facturas que requiere la CRE.

Costos Trasladables a los Usuarios

Si bien celebramos que se siga reconociendo el Factor Y como un elemento indispensable para el reconocimiento de cambios de régimen fiscal, hay algunos puntos que, generan cierta confusión y que requieren de mayor claridad para no sujetarlos a interpretaciones.

El la disposición 28.5 fracción III del Anteproyecto establece que *“la solicitud y la información deberá presentarse en el mismo procedimiento y plazos para el ajuste anual de tarifas”*, por lo cual se entendería que seguirá el mismo tiempo de aprobación que el ajuste anual de tarifas, sin embargo en la disposición 28.6 indica que, *“a solicitud de los Permisionarios, la Comisión podrá aprobar los costos trasladables en un periodo menor a 1 (un) año”*, pareciera entonces que, el proceso de aprobación podría tardar más de un año si no lo solicita el permisionario; Agradeceremos que la CRE considere alinear esta redacción.

Así mismo, en la disposición 28.8 establece que *“los Permisionarios deberán identificar en su contabilidad los costos trasladados a los Usuarios”*. Esta es una disposición heredada de la actual Directiva de Tarifas vigente, dado que en aquella Directiva, para el caso de los Distribuidores, también se consideran costos trasladables aquéllos ocasionados por las pérdidas operativas en sus sistemas; mismas que se evalúan a un precio no superior al precio de transferencia del gas y que requiere de un programa de reducción. Para esta actividad de Transporte y está así establecido en este anteproyecto, el Factor Y únicamente se limita a *“cambios en el régimen fiscal”*, por lo cual no habría manera de separar en la contabilidad únicamente la parte correspondiente al cambio fiscal, ya que la normativa contable no permite esa separación.

Recordemos que cuando se aplicó este factor Y por el incremento de la tasa de ISR del 28% al 30%, la contabilidad de cualquier empresa fiscalmente tiene que identificar el monto que resulta de aplicar el nuevo porcentaje, no puede separarse cuanto de ese monto correspondía la tasa impositiva anterior y cuanto al cambio de régimen fiscal. Por lo cual,

en caso de que la CRE requiera la identificación contable, tendría que modificar las NIF, instrumentos que quedan fuera de su alcance y no son objeto de este Anteproyecto.

Serie para Tipo de Cambio (SF18561)

En la disposición 3.51, se establece que **“Tipo de Cambio:** es la equivalencia peso/dólar de la serie denominada *“Tipo de cambio Pesos por dólar E.U.A., Para solventar obligaciones denominadas en moneda extranjera, Fecha de publicación en el DOF. Cotizaciones promedio” (SF18561), publicada por el Banco de México, o la que la sustituya*”. Vale la pena recordar que esa serie de tipo de cambio es mensual, siendo que los Permisos integrados tiene una serie de tipo de cambio diaria que varía dependiendo del Permiso, en caso de que la Comisión decida modificar el tipo de cambio unificando la serie para todos los permisos de transporte (integrados y no integrados) la Comisión deberá respetar los ajustes por inflación regulada que han tenido las tarifas resultantes de modelos nivelados a través del tiempo o de quinquenales, es decir este cambio no debe tener un ajuste retroactivo a los índices ya aplicados a la tarifa y debe iniciar su cálculo a partir del último dato de tipo de cambio con que se calculó la inflación y autorizó la tarifa.

Factor de ajuste por Eficiencia

Se considera que se considera que la propuesta de DACG de Tarifas adolece de la misma imprecisión que la Directiva de Tarifas vigente, las disposiciones en materia de determinación del Factor X son vagas, lo que genera incertidumbre. Por lo anterior se solicita a la CRE desarrollar criterios más precisos para calcular el Factor X. Las disposiciones propuestas son vagas y sujetas de una diversidad de interpretaciones y aplicaciones metodológicas.

Ahondando en el comentario ponemos de manifiesto que en la disposición 27.4 se indica que las metodologías, variables, referentes de información y demás elementos para establecer el Factor X se establecerán con cada revisión quinquenal. Es decir, se interpreta que a cada permisionario se le determinarán tales elementos metodológicos en lo individual y se mantendrán fijos durante el quinquenio. Se considera que esta propuesta regulatoria genera incertidumbre, puesto que no hay garantía de evitar un trato indebidamente discriminatorio. La metodología del Factor X debería quedar clara y suficientemente establecida en las DACG y ser de aplicación general.

Activos Intangibles

En la disposición 16.2 la Comisión menciona que *“... el Permisionario deberá presentar el activo fijo bruto considerando los activos en operación y el plan de inversiones necesario para los Servicios de Transporte por Ducto y Almacenamiento de Gas Natural. No se deberá incluir el activo intangible.”* La Comisión no fundamenta ni justifica por qué los activos intangibles no serían reconocidos en la tarifa regula, como referencia se incluye la definición de este tipo de activos en las Normas de Información Financiera (NIF C-8), *“son activos no monetarios identificables, sin sustancia física que generarán beneficios económicos futuros controlados por la entidad”*, por tal motivo, se solicita a la Comisión, incluir este concepto de activos intangibles en el reconocimiento de la base tarifaria o en su caso fundamentar y justificar dicha exclusión.