

Contacto CONAMER **GLS-CULS-AMMDC-3000222990**

De: juan.torres@engie.com
Enviado el: jueves, 18 de agosto de 2022 02:59 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; Othón Hernández Ponce; Daniel Flores Martínez; maria.rojas@engie.com; irasema.davila@engie.com; ricardo.munoz-sanchez@engie.com
Asunto: Comentarios a Consulta Pública_65-0013-250722 -Carta CMG
Datos adjuntos: Carta al Anteproyecto 65-0013-250722 CMG.pdf.pdf

Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Comisionado Nacional de Mejora Regulatoria
PRESENTE



Expediente: 65/0013/250722

Anteproyecto: Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de Gas Natural ("EL ANTEPROYECTO").

Referencia:

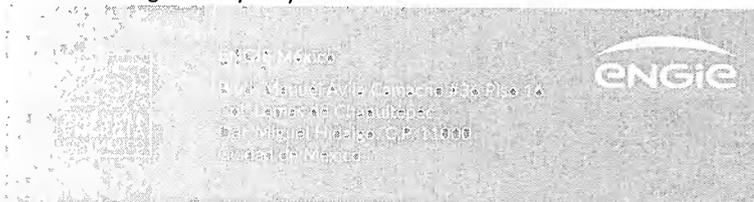
Expediente: <https://cofemersimir.gob.mx/expedientes/27370>
Resumen: <https://cofemersimir.gob.mx/portales/resumen/54001>

En nombre de Consorcio Mexi-Gas, S.A de C.V, me dirijo ante Usted con el debido respeto para exponer por medio del escrito adjunto, los comentarios con relación al Anteproyecto referido al rubro que la Comisión Reguladora de Energía envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria el pasado 25 de julio de 2022. Sirva el presente correo para hacer entrega de las **Manifestaciones Generales, el listado de preguntas y solicitud de aclaraciones.**

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



Si recibiste este correo fuera de horario de oficina, tu respuesta puede esperar para cuando vuelvas a estar en línea.
If you received this message outside of office hours, your reply can wait until you are back online.

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

Ciudad de México, a 18 de agosto de 2022

DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO
COMISIONADO NACIONAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025
Col. San Jerónimo Aculco, CP 10400
Ciudad de México

Expediente: 65/0013/250722

Asunto: Manifestaciones sobre la Consulta pública para la emisión de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de Gas Natural (“el Anteproyecto”), y Listado de preguntas y solicitud de aclaraciones por parte de Consorcio Mexi-Gas, S.A. de C.V. (el Permisionario), titular del permiso de distribución de gas natural por ductos de acceso abierto número G/042/DIS/1998.

P R E S E N T E -

En nombre del Permisionario, con el debido respeto comparezco para exponer lo siguiente:

Hago referencia al Anteproyecto que la Comisión Reguladora de Energía (“CRE”) remitió el pasado 25 de julio de 2022 a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (“CONAMER”) con el número de expediente y asunto señalado al rubro, respecto del cual, la CRE le ha solicitado una Manifestación de Alto Impacto Regulatorio con análisis de impacto en la competencia. Al respecto, me dirijo a Usted C. Comisionado para poner a su consideración los siguientes comentarios:

Agradecemos mucho el esfuerzo que ha realizado la CRE para la actualización del Marco de regulación tarifaria, que definirá el rumbo que tome la actividad de distribución en este país y tendrá un impacto nacional en diversas cadenas productivas, reconocemos que es una labor compleja que requiere de muchas vertientes de análisis y conjunción de visiones; por lo cual como permisionario de distribución seguimos manteniendo nuestro ofrecimiento de llevar cabo mesas de trabajo con la intención de entender la visión del regulador y compartir las experiencias del regulado, con el fin de hacer de esta, una regulación robusta, segura jurídicamente, económicamente aplicable y técnicamente viable.

Por una parte, estamos de acuerdo, que tal como lo expresa el apartado de “RESUMEN DEL ANTEPROYECTO”, con la nueva regulación se busque: la expansión de redes para el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural; promover la inversión a través de incentivos y mayor flexibilidad para la planeación de inversiones; proteger los intereses de los usuarios; promover la demanda, el uso racional de los bienes y servicios, reducir las barreras a la entrada y promover la competencia en la actividad.

No obstante, consideramos que con la implementación del Anteproyecto en los términos que está establecido, no se lograrán los objetivos mencionados por la CRE, por el contrario, se generará un mayor costo de cumplimiento y una mayor incertidumbre para el desarrollo de este servicio.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

Cabe señalar, que durante las mesas de dialogo y consultas que la CRE tuvo con la industria durante 2018 y 2019 para establecer una nueva regulación tarifaria, los permisionarios planteamos que su elaboración debería girar alrededor de 3 ejes: 1) Incentivos claros y endógenos a la masificación del servicio en beneficio de la población e industria mexicanas; 2) flexibilidad tarifaria ante la ausencia de exclusividad y competencia que enfrenta la actividad de distribución; y, 3) equidad regulatoria frente a permisionarios de combustibles sustitutos, equiparando cargas regulatorias y costos de cumplimiento. Dichos ejes no se ven reflejados a lo largo del citado Anteproyecto por lo que anexamos el “Listado de preguntas y solicitud de aclaraciones” al Anteproyecto en **Anexo único** a este documento.

Así mismo, el Permisionario manifiesta que el Anteproyecto **no representa una mejora regulatoria**, ya que además de mantenerse la mayoría de los trámites, se amplían los plazos para su resolución y se adicionan otros trámites que aumentarán la carga y costos regulatorios; **presenta inconsistencias en algunas de sus formulaciones** mezclando conceptos financieros, regulatorios y operativos; y, **no se promueve el desarrollo de infraestructura** en zonas donde aún no se cuenta con el servicio; en cambio, **sí vemos que podría poner en riesgo la operación de las actuales redes de distribución** ya que su aplicación podría llevar a la determinación de tarifas negativas, es decir como si el permisionario tuviera que pagar para que los usuarios se mantuvieran conectados, como se demuestra en el documento de “Manifestaciones específicas sobre el impacto económico de la aplicación la regulación de Límite de Rentabilidad Máximo”, y por tanto, no habría recursos para atender la operación ni mantener la seguridad de los sistemas de distribución.

Con la finalidad de dotar de mayores elementos de análisis tanto a la CONAMER como a la CRE, mi representada ha elaborado diversos documentos en los que vierte sus manifestaciones específicas sobre la Mejora Regulatoria, la Metodología Tarifaria y las implicaciones económico-financieras que podría ocurrirle a la industria de distribución por la aplicación de las fórmulas descritas en el Anteproyecto.

Finalmente, manifestamos respetuosamente que actualmente se cuenta con un instrumento regulatorio denominado “Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007”, el cual lleva funcionando más de 15 años, y que si bien su adecuación a la situación actual de la industria es muy relevante, entendemos que se debe realizar escuchando y analizando las opiniones de todos los interesados, por lo que en este momento no existiría ningún riesgo o vacío regulatorio que implique afectaciones a terceros.

Con base en lo anterior, proponemos y reiteramos a la CRE nuestra total disposición para llevar a cabo mesas de trabajo que nos permitan aclarar, definir y establecer las mejores acciones para alcanzar los objetivos del sector, en beneficio de los usuarios.

Atentamente pido se sirva:

Primero: Se solicita que el Acuerdo para la emisión de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de Gas Natural, **no sea publicado** hasta en tanto no se demuestre el cumplimiento de los objetivos planteados por la Ley General de Mejora Regulatoria para realizar el cambio de regulación, se demuestre con información real del sector la aplicabilidad económica y el efecto que tendría este cambio en el mercado, los beneficios de la mejora regulatoria, su consistencia y armonía con el marco regulatorio de la industria de distribución; y se cumpla con el proceso de consulta previa a los permisionarios de distribución quienes son los principales afectados. No omitimos mencionar que el continuar con la publicación pondría en riesgo la seguridad de los sistemas de distribución y la continuidad del suministro para los usuarios, ya que los

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec,
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

ingresos obtenidos con este esquema regulatorio propuesto, podrían no cubrir el costo mínimo necesario para operar y mantener los sistemas actuales en condiciones óptimas de seguridad.

Segundo: Tenerme por presentados con la personalidad con que me ostento, los comentarios al expediente del Anteproyecto No. 65/0013/250722 ante esta Comisión Nacional de Mejora Regulatoria.

Tercero: Considerar las solicitudes, comentarios y análisis presentados respetuosamente a lo largo del presente, previo a la emisión del dictamen preliminar correspondiente, de conformidad con el artículo 75 de la Ley General de Mejora Regulatoria.

Cuarto: Considerar que el Anteproyecto no presenta una mejora regulatoria en los términos de los artículos 7 y 8 de la Ley General de Mejora Regulatoria, de conformidad con las consideraciones del presente documento y de los que mi representada ingresará de forma independiente al presente.

Quinto: Que previo a la emisión de la nueva regulación que plantea el Anteproyecto, la CRE analice las consecuencias que dicha regulación tendría sobre el desarrollo de inversiones en nuevos sistemas y en la supervivencia de los actuales, así como las consecuencias que podrían afectar el servicio que se ofrece a los usuarios finales del país.

Sexto: Mantenemos el ofrecimiento constante y permanente de llevar a cabo mesas de trabajo conjuntas con la CRE y/o el intercambio de opiniones mediante consultas previas al proceso de consulta pública de tal manera que nos permita coordinar la visión del regulador y la industria, con la intención de desarrollar una regulación que promueva el desarrollo óptimo y sustentable del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos en beneficio de los usuarios del país.

Aprovecho para agradecer su atención y enviarle un cordial saludo.

Atentamente,
Consortio Mexi-Gas, S.A. de C.V.



Maria Elena Rojas Zetina
Apoderada

Anexos: Anexo Único Listado de preguntas y solicitud de aclaraciones

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec,
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

ANEXO ÚNICO Listado de preguntas y solicitud de aclaraciones

Apartado Primero. Disposiciones Generales	6
Objetivo	6
Ámbito de Aplicación	6
Definiciones	7
Apartado Segundo. Aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el Servicio de Distribución	16
Solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados	16
Aplicación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados	19
Consideraciones para la determinación del Ajuste Compensatorio	20
Apartado Tercero. Determinación del Límite de Rentabilidad Máxima e Incentivo a la Expansión	23
Procedimiento para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)	23
Incentivo a la Expansión	24
Procedimiento para la determinación del Incentivo a la Expansión	27
Apartado Cuarto. Mecanismo de Supervisión	29
Determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada de los Distribuidores	29
Procedimiento del Mecanismo de Supervisión	35
Apartado Quinto. Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el servicio de Distribución	43
Actualización de La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados	43
Mecanismos de Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados	44
Apartado Sexto. Entrega de Información	46
Reporte anual de información financiera	46

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

Apartado Séptimo. Convenios de Inversión	48
Convenios de Inversión	48
Apartado Octavo. Tarifas Convencionales	49
Tarifas Convencionales	49
Apartado Octavo. Disposiciones Finales	50
Disposiciones finales	50
Apartado Noveno. Disposiciones Transitorias	50
<i>ANEXO I METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL</i>	<i>52</i>
<i>ANEXO II CRITERIOS CONTABLES APLICABLES A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN POR MEDIO DE DUCTOS DE GAS NATURAL</i>	<i>81</i>
<i>ANEXO III PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO A LA EXPANSIÓN</i>	<i>128</i>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



Workplace
Wellness
Council-Mexico

Dice	Dudas y Solicitud de aclaraciones
<p style="text-align: center;">Apartado Primero. Disposiciones Generales</p> <p style="text-align: center;">1. Objetivo</p> <p>1.1 Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG de Tarifas de Distribución) establecen la metodología para determinar las Tarifas Máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural que los Distribuidores podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios Finales, bajo un esquema de regulación con control de la rentabilidad.</p>	<p>¿Qué relación mantiene de control de rentabilidad con la metodología de Tarifas Máximas?</p> <p>La propuesta regulatoria de la Comisión es confusa, puesto que combina de manera inadecuada la regulación de tarifas máximas quinquenales (tipo regulación por incentivos) con la regulación de rentabilidad máxima (tipo regulación del costo de servicio). En esta primera disposición no se establece claramente esa duplicidad regulatoria.</p>
<p>1.2 La Comisión contemplará los siguientes objetivos para la aplicación e interpretación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Promover el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, así como de protección de los intereses de los Usuarios y Usuarios Finales, para fomentar la demanda y uso racional del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural; II. Propiciar que la actividad regulada que deriva en la determinación de Tarifas Máximas para la prestación del Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural se lleve a cabo de forma eficiente con base en principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad; III. Propiciar que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consistan en esquemas regulatorios económicamente viables, simples y transparentes. IV. Promover la aplicación de tarifas adecuadas para los Usuarios y Usuarios Finales de conformidad con los principios y criterios establecidos en la Ley de Hidrocarburos (la Ley), el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento) y demás disposiciones aplicables, y V. Garantizar la protección de los intereses del Distribuidor, Usuarios y Usuarios Finales, quedando a salvo los derechos de los terceros. 	<p>Favor de ejemplificar el desarrollo que obtendría la industria (permisos en operación maduros y jóvenes) en 10 y 15 años al aplicar la regulación que propone el Anteproyecto.</p> <p>Típicamente, la distribución de gas natural por ducto se ha caracterizado a nivel internacional como un monopolio natural en virtud de las economías de escala y la subaditividad de costos. Únicamente en regiones con redes muy maduras se han dado visos de cierta competencia por el mercado (y no en el mercado). ¿Cómo es que la Comisión visualiza que es posible la competencia en la prestación de los servicios de distribución de gas natural por ducto y, en su caso, cómo es que la regulación propuesta serviría de herramienta para alcanzar tal objetivo?</p>
<p style="text-align: center;">2. Ámbito de Aplicación</p> <p>2.1 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución son de observancia obligatoria en todo el territorio nacional para todo titular de un permiso de Distribución por medio de ducto.</p>	<p>¿El Anteproyecto será aplicable a cualquier permisionario de Distribución o en específico a permisionarios de Distribución de gas natural?</p>
<p>2.2 Las presentes DACG de Tarifas de Distribución establecen la metodología para la determinación de Tarifas Máximas en donde los Distribuidores podrán proponer la Lista de Tarifas Máximas y Otros</p>	<p>La aplicación de regulación de tarifas máximas y de rentabilidad máxima como se propone en las</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Cargos Regulados que pretenden aplicar bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El costo de oportunidad del capital invertido. II. Los riesgos inherentes del proyecto. 	<p>DACG constituye una duplicidad regulatoria que coloca a los permisionarios en un elevado riesgo regulatorio pues, por un lado, estarán obligados a proponer tarifas máximas quinquenales que, necesariamente, deberán ser determinadas con base en proyecciones de inversiones y costos OMAV, y por el otro, deberán cumplir con no sobrepasar una rentabilidad máxima en base anual.</p> <p>En el documento que se refiere a los comentarios generales del anteproyecto de DACG se abunda en esta dicotomía regulatoria que se estima excesiva en perjuicio de los permisionarios.</p>
<p style="text-align: center;">3. Definiciones</p> <p>Para los efectos de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, además de las definiciones contenidas en la Ley, en el Reglamento serán aplicables las siguientes, mismas que se deberán entender en singular o plural:</p>	<p>¿Por qué el proyecto de DACG no considera en las definiciones a los Usuarios Finales de Bajo Consumo (UFBC)?</p>
<p>3.1 Ampliación: se refiere al aumento de tamaño de la red de Distribución para incrementar la Capacidad Operativa de un Sistema de Distribución.</p>	<p>¿Por qué se considera la ampliación únicamente al aumento en red (se asumen que en longitud) y no considera otro tipo de infraestructura (como la compresión)?</p>
<p>3.2 Base de Activos Regulados o BAR: es la base de activos necesaria para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, de conformidad con el Anexo II denominado “<i>Criterios Contables para la actividad de distribución de Gas Natural por medio de ductos</i>” de las DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>3.3 Base Firme: es la Modalidad de Servicio bajo la cual los Usuarios o Usuarios Finales suscriben contratos de reserva de capacidad con el Distribuidor en virtud de los cuales obtienen el derecho de asegurar la disponibilidad de dicha capacidad en el Sistema para recibir la prestación del servicio. El servicio en Base Firme asegura la disponibilidad del servicio al Usuario o Usuario Final, por lo que tiene prioridad en la nominación de la prestación de los servicios sobre la Base Interrumpible y no puede ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones, excepto bajo Alertas Críticas, Caso Fortuito o Fuerza Mayor y condiciones extraordinarias definidas en la regulación emitida por la Comisión, el título del permiso y en los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>3.4 Base Interrumpible: es la Modalidad de Servicio que ofrece el Distribuidor únicamente si el Sistema de Distribución ya no cuenta con Capacidad Disponible para contratación de servicios en Base Firme. Bajo esta Modalidad de Servicio, el Usuario o Usuario Final no requiere reservar capacidad en el Sistema, pero la nominación de servicio tiene prioridad menor al servicio en Base Firme. Bajo el servicio Interrumpible no se asegura al Usuario o Usuario Final la disponibilidad y el uso de capacidad del Sistema, y los pedidos respectivos pueden ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones de acuerdo con el título del permiso y los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión al Distribuidor.</p>	<p>¿Esto como promueve e incentiva el acceso abierto a los Usuarios?</p> <p>¿Qué sucede cuando la capacidad en base firme no ha sido confirmada para su utilización?</p> <p>Debe hacerse notar la dinámica de desarrollo orgánico de las redes de distribución, en la que el permisionario instala ductos troncales de los cuales se desprende la tubería secundaria ramificada. En esta dinámica, el permisionario diseña la capacidad de esos troncales y de las redes secundarias con la holgura suficiente para ir atendido la demanda paulatinamente, conforme esta se va dando y las redes secundarias se van extendiendo en el tiempo.</p> <p>Lo anterior significa que será muy remoto que un permisionario de distribución que busca ramificar su red para ir atendiendo la demanda en determinada región logre tener totalmente contratada la capacidad en un momento del tiempo.</p> <p>La visión plasmada en esta definición y, en general, en el tratamiento que se pretende dar al servicio interrumpible, es más apegada a ductos destinados de antemano a usuarios específicos sin visión de crecimiento.</p> <p>No se observa en qué sentido la restricción planteada contribuye a que el servicio de distribución sea más eficiente.</p>
<p>3.5 Boletín Electrónico: plataforma digital accesible vía remota a la que se hace referencia en el Título Tercero, Capítulo IV, Art. 70 de la Ley de Hidrocarburos, en la que los Distribuidores ponen a disposición del público en general, como mínimo, la información a que se refieren las Disposiciones</p>	<p>¿Qué lineamientos deberá cumplir el boletín electrónico para el servicio de distribución?</p>

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



contenidas en las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión, con objeto de brindar información a los Usuarios, Usuarios Finales y UFBC sobre la prestación del servicio.	
3.6 Capacidad Disponible: la porción de la capacidad del Sistema que resulta de la diferencia entre la Capacidad Operativa y la Capacidad Reservada.	Esta definición es inconsistente con la definición de “Capacidad Reservada”, la cual se refiere a la capacidad contratada por usuarios en lo individual. En este caso el concepto se refiere a la suma de las capacidades reservadas individuales.
3.7 Capacidad Operativa: la cantidad máxima de Gas Natural que se puede conducir, por unidad de tiempo (GJ/día) en el Sistema de Distribución, considerando la máxima presión de operación, las condiciones reales de operación, así como las características de diseño y construcción del Sistema correspondiente.	Al tratarse de la capacidad volumétrica de conducción, ¿Por qué se debe utilizar unidades de energía? Por otro lado, se asume que es posible determinar con precisión la capacidad de las redes de distribución; sin embargo, lograr tal determinación resulta muy complejo especialmente en redes malladas y que además cuentan con diversos ductos troncales. Resulta necesario que la Comisión defina lineamientos homogéneos para determinar la capacidad de los sistemas de distribución.
3.8 Capacidad Reservada: es la capacidad máxima de conducción que el Usuario o Usuario Final de Distribución Simple adquiere mediante Contratos de reservas de capacidad para la prestación del servicio en Base Firme expresada en base diaria (GJ/día); así mismo debe contemplar la capacidad que el Distribuidor reserva para el servicio de Distribución con Comercialización.	Al tratarse de la capacidad volumétrica de conducción, ¿Por qué se debe utilizar unidades de energía?
3.9 Cargo por Capacidad: la porción de la Tarifa Máxima, denominada en Pesos por Gigajoule, que se aplica a la Capacidad Reservada por el Usuario o Usuario Final en un periodo determinado.	
3.10 Cargo por Conexión: es el monto fijo, denominado en Pesos por evento, por el cual el Distribuidor podrá recuperar el costo de los servicios de Conexión del Usuario y Usuario Final al Sistema de Distribución. Este cargo es un monto fijo, que se aplica una sola vez, y se cobrará en una o varias exhibiciones, por punto de Conexión. Puede corresponder a una Conexión Estándar o a una Conexión No Estándar.	¿Por qué el Cargo por Conexión debe ser por evento, y esto no es exclusivo del Cargo por Conexión Estándar?
3.11 Cargo por Conexión Estándar: es el monto fijo denominado en Pesos por evento, para la Conexión Estándar.	
3.12 Cargo por Conexión No Estándar: es el monto fijo, denominado en Pesos por metro lineal, para la Conexión No Estándar.	
3.13 Cargo por Desconexión: es el monto fijo, denominado en Pesos, por dejar de prestar el Servicio de Distribución de Gas Natural por medio de ducto a un Usuario o Usuario Final por falta de pago o ya sea que no requiera el servicio.	Justificar, ¿Por qué la Comisión no considera la periodicidad del cobro? ¿Qué sucedería si dicho impago se presenta en más de una ocasión?

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



3.14 Cargo por Servicio: es el monto fijo máximo que podrán aplicar los Distribuidores para recuperar los costos relacionados con actividades inherentes a la prestación del servicio, independientes a la cantidad de Gas Natural conducida, tales como la lectura, el mantenimiento de medidores, en su caso, el mantenimiento de conexiones. Dicho cargo es un monto que se aplica de forma mensual.	
3.15 Cargo por Reconexión: es el monto fijo denominado en Pesos por reanudar el Servicio de Distribución de Gas Natural por medio de ducto a un Usuario o Usuario Final.	Justificar, ¿Por qué la Comisión no considera la periodicidad del cobro?
3.16. Cargo por Uso: es la porción de la Tarifa Máxima, definida en Pesos por Gigajoule, basada en la prestación del servicio que refleja el uso del Sistema de Distribución, de acuerdo con el volumen de Gas Natural conducido al Usuario o Usuario Final.	
3.17. Centro de Población: es una porción del territorio que agrupa un conjunto de áreas urbanizadas, las reservas para el crecimiento de la ciudad y las áreas naturales protegidas, por lo que un solo municipio puede contener uno o varios Centros de Población teniendo también varios municipios dentro de un Centro de Población.	
3.18 Comisión: Comisión Reguladora de Energía.	
3.19 Conexión: conjunto de tuberías, válvulas, medidores y accesorios apropiados para la conducción y entrega del Gas Natural desde las líneas del Sistema de Distribución hasta las Instalaciones de Aprovechamiento de los Usuarios, Usuarios Finales y UFBC, con excepción de los Sistemas de los permisionarios de Distribución por ducto. Puede corresponder a una Conexión Estándar o a una Conexión No Estándar.	
3.20 Conexión Estándar: conexión cuya longitud es de hasta 30 (treinta) metros.	
3.21 Conexión No Estándar: conexión cuya longitud se desarrolla de forma adicional a la comprendida en la Conexión Estándar.	¿Por qué la CRE considera que en la Conexión No Estándar no implicaría válvulas, medidores y accesorios, y solo prevé que dicha Conexión está asociados a la longitud?
3.22 Contrato: es el instrumento legal que se celebra para la prestación del servicio de Distribución de Gas Natural entre el Distribuidor y cualquier Usuario, Usuario Final o UFBC, de conformidad con los Términos y Condiciones para la Prestación del servicio previamente aprobados por la Comisión.	
3.23 Convenio de Inversión: es el acuerdo de voluntades por virtud del cual las partes intervinientes en un negocio establecen los lineamientos específicos de carácter jurídico, de negocio y temporal que las vinculará, sujeto a los términos establecidos en el mismo convenio de inversión y que regirán el contenido de los actos jurídicos accesorios de dicho convenio, necesarios para implementar el proyecto.	
3.24 DACG de Tarifas de Distribución: son las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural, en su caso, sus modificaciones.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>3.25 DACG de Servicios de Distribución: son las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los Servicios de Distribución de Gas Natural por medio de Ductos, que expida la Comisión.</p>	<p>Diversos aspectos relevantes de las presentes DACG se supeditan a lo que la Comisión establecerá en las “DACG de Servicios de Distribución”; en este sentido, para que el análisis de la regulación propuesta se realice de manera completa y sistemática, resulta necesario conocer el proyecto de estas segundas disposiciones administrativas.</p>
<p>3.26 Día Hábil: cualquier Día Natural con excepción de sábados, domingos y días de descanso obligatorios señalados en la Ley Federal del Trabajo y de los días en los que las instituciones de crédito están autorizadas a cerrar sus puertas al público, conforme a lo que publique la Comisión Nacional Bancaria y de Valores en el Diario Oficial de la Federación.</p>	<p>¿Por qué, la Comisión no considera el calendario anual de labores aprobado por el Órgano de Gobierno si este afecta los procesos de aprobación?</p>
<p>3.27 Día Natural: todos los días del año incluyendo fines de semana y días festivos. En los plazos establecidos por periodos se computarán todos los Días Naturales; cuando se fijen por mes o por año se entenderá que el plazo concluye el mismo número de Día del mes o año de calendario que corresponda, respectivamente; cuando no exista el mismo número de Día en el mes de calendario correspondiente, el término será el primer Día Hábil del siguiente mes de calendario. Cuando el último día del plazo sea inhábil, se entenderá prorrogado hasta el Día Hábil siguiente.</p>	
<p>3.28 Distribución: actividad regulada que comprende el adquirir, recibir y conducir Gas Natural mediante ductos para su entrega al Usuario, Usuario Final y/o UFBC para su consumo.</p>	<p>¿Por qué la CRE no considera en la definición que, en su caso, el distribuidor puede adquirir y enajenar el gas natural?</p>
<p>3.29 Distribución con Comercialización: tipo de Servicio de Distribución que incluye la adquisición de Gas Natural, por parte del Distribuidor, y su enajenación a UFBC. En este servicio el UFBC no asumirá la responsabilidad de Servicios de Suministro que impliquen la reserva de capacidad en Base Firme o cantidades fijas de Gas Natural, y su volumen de consumo podrá variar sin restricción alguna, ni penalización, entre cero y el límite máximo de consumo fijado para el UFBC por año, de conformidad con el artículo 72 fracción II del Reglamento, las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	
<p>3.30 Distribución Simple: tipo de Servicio que puede ser prestado en modalidad de Base Firme o Base Interrumpible, el cual consiste, en la acción de recibir el Gas Natural propiedad del Usuario o Usuario Final en el o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en el o los Puntos de Entrega.</p>	
<p>3.31 Distribuidor: el titular de un permiso de Distribución de Gas Natural por medio de ductos otorgado por la Comisión.</p>	
<p>3.32 DOF: Diario Oficial de la Federación.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>3.33 Extensión: el desarrollo de infraestructura para aumentar la longitud del Sistema para el cual se otorgó el permiso, sin incrementar la capacidad de este.</p>	<p>Debe hacerse notar que los permisos de distribución por ducto no se otorgan para una longitud específica, sino para el desarrollo de la red continua en determinada zona. De esta manera, la definición de “Extensión” pareciera no tener sentido ni utilidad en esta actividad regulada.</p> <p>En el supuesto de un permiso maduro, más de 15 años de operación, y con un sistema ya saturado, ¿Cómo prevé la Comisión que aplicaría esto?, ¿Qué beneficios obtendría el permisionario y los usuarios?</p>
<p>3.34 Facturación con Esquema Escalonado: es el esquema de facturación donde el Usuario Final paga la tarifa por Gigajoule correspondiente al rango de consumo del Grupo Tarifario al que pertenezca.</p> <p>3.35 Gas Natural: la mezcla de gases que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial y que es constituida principalmente por metano, que cumple con las especificaciones de calidad establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, especificaciones del Gas Natural, o la que la modifique o sustituya.</p>	<p>¿Qué beneficio obtienen los permisionarios y usuarios al tener una Factura Esquema Escalonado?</p> <p>¿Por qué la comisión no estima necesario integrar la Facturación con Esquema por bloques?</p>
<p>3.36 Gigajoule o GJ: son mil millones de Joules.</p>	
<p>3.37 Grupo Tarifario: es el conjunto de Usuarios y/o Usuarios Finales con características comunes y uniformes tales como el rango de volumen, la presión de entrega o cualquier otro factor de diferenciación técnico que apruebe la Comisión para efectos de distinguir las Tarifas Máximas que los Distribuidores aplicaran a los Usuarios y/o Usuarios Finales.</p>	
<p>3.38 Incentivo a la Expansión: es un elemento aditivo al LRM determinado por la Comisión, que busca promover la expansión de las redes de distribución de Gas Natural por medio de ducto aplicable a los UFBC.</p>	<p>El incentivo, ¿Cómo incentiva el crecimiento del distribuidor, cuando no posee un mecanismo de ajuste en su tarifa? Favor de ejemplificar numéricamente.</p> <p>¿Por qué este incentivo solo se otorga por un año del proyecto, siendo que el Permisionario asume el riesgo para toda la vida del proyecto (30 años)?</p>
<p>3.39 Inicio de operaciones: es la fecha en la que el Sistema de Distribución por medio de ducto inicie la prestación del servicio de Gas Natural.</p>	
<p>3.40 INPC: es el Índice Nacional de Precios al Consumidor mensual que elabora el Instituto Nacional de Estadística y Geografía conforme a lo previsto en el artículo 59, fracción III, inciso a) de la Ley del Sistema Nacional de Información Estadística y Geográfica y publicado en el DOF.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



3.41 Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI): organismo público con autonomía técnica y de gestión, responsable de normar y coordinar el Sistema Nacional de Información Estadística y Geografía.	
3.42 Interconexión: la instalación de tubería, válvulas, medidores y accesorios necesarios para permitir el acoplamiento físico entre diferentes sistemas de otro Distribuidor o sistema de Transporte.	
3.43 Joule o J: unidad de medida para contabilizar el contenido energético de conformidad con la Norma Oficial Mexicana, NOM-008-SCFI-2002, o la que la modifique o sustituya.	
3.44 Ley: Ley de Hidrocarburos	
3.45 Lista de Tarifas Máximas: el conjunto de Tarifas Máximas aprobadas por la Comisión a cada Distribuidor por medio de ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como en el DOF o Boletín Electrónico (página electrónica del Distribuidor).	
3.46 Límite de Rentabilidad Máxima o LRM: es la tasa de rentabilidad máxima establecida por la Comisión, con la cual, se determina el máximo beneficio que los Distribuidores bajo un esquema regulatorio de control de rentabilidad, podrán obtener como retribución por la prestación de sus servicios.	
3.47 Mecanismo de Supervisión: es el procedimiento anual al que deberán sujetarse los Distribuidores para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada.	
3.48 Modalidad de Servicio: refiere a las variantes en que podrán prestarse los Tipos de Servicio de Distribución Simple y Distribución con Comercialización, cada variante bajo determinadas reglas y mecanismos.	
3.49 Otros Cargos Regulados: cargos por Conexión Estándar, No Estándar, Desconexión y Reconexión aprobados por la Comisión a cada Distribuidor y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como en el DOF o Boletín Electrónico.	
3.50 Periodo Regulatorio: es el periodo de 5 (cinco) años, en el cual la Lista de Tarifas Máximas y los Otros Cargos Regulados permanece vigente, el cual debe considerar años calendario y ser consistente con la vigencia del permiso.	¿Qué sucederá con los permisos que tienen aprobados periodos regulatorios que no son coincidentes con el año calendario? Esto se contrapone a la disposición 12.1, fracción II en donde se mencionan actualizaciones anuales considerando el periodo de mes de expresión de las tarifas.
3.51 Pesos: es la moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos.	
3.52 Práctica Indebidamente Discriminatoria: ocurre cuando hay una conducta que demuestre distinción, exclusión o restricción, a causa de alguna característica propia de los usuarios o adquirentes similares, que tenga como consecuencia anular o impedir el ejercicio de un derecho en condiciones similares. No se consideran así, aquellas como resultado de los distintos tipos y Modalidades de servicio; la localización de los usuarios o adquirentes, o distinciones por tipos de usuarios o adquirentes.	Se solicita que en los ejemplos de lo que NO constituye una “práctica indebidamente discriminatoria” se incluya la temporalidad de las negociaciones de los contratos. Esta petición es relevante, puesto que no se puede pretender que se dé un trato similar a un usuario ancla (momento “cero” en el desarrollo de un proyecto)

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



3.53 Rango de Volumen: es el intervalo entre los niveles mínimos y máximos de Gas Natural conducido durante un periodo de tiempo determinado correspondiente a un Grupo Tarifario específico, expresado en Gigajoule por mes.	que a un usuario que contrata una vez que la infraestructura está desarrollada, aun cuando ambos usuarios tengan características similares en cuanto al nivel de consumo, calificación crediticia, etc. La temporalidad es relevante en la asignación de riesgos que asumen las partes.
3.54. Rango de Volumen: es el intervalo entre los niveles mínimos y máximos de Gas Natural conducido durante un periodo de tiempo determinado correspondiente a un Grupo Tarifario específico, expresado en Gigajoule por mes.	Esta definición ¿Cómo aplica operativamente, ya que el límite que la misma Comisión estableció para UFBC se expresa en GJ/año?
3.54 Reglamento: Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.	
3.55 Riesgo País: medida o indicador que señala el riesgo que determinado país presenta frente a otro respecto a las inversiones, es decir, el riesgo que asumen las entidades financieras, las empresas o el Estado por la imposibilidad de pago en operaciones comerciales o financieras. Asimismo, este indicador recoge las diversas fuentes de incertidumbre implícitas en un determinado entorno, de carácter político, económico y social.	
3.56 SHCP: es la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.	
3.57 Sistema de Distribución o Sistema: red de tuberías, válvulas, equipos auxiliares e instalaciones utilizados en la Distribución de Gas Natural, que inicia en los Puntos de Recepción hasta los Puntos de Entrega a los Usuarios, Usuarios Finales o UFBC utilizada para prestar el servicio de distribución amparada por el permiso otorgado por la Comisión.	Favor de justificar, ¿Por qué la Comisión no considera parte del sistema de distribución a los equipos de medición y regulación?
3.58 Tasa de Rentabilidad Observada: es el promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso.	Favor de explicar numéricamente y justificar, ¿Cómo el promedio aritmético permite la flexibilidad de ajustar la rentabilidad entre los años del quinquenio?
3.59 Tarifa en Base Firme: es la Tarifa Binómica para el servicio en Base Firme o también conocida como tarifa de Distribución Simple.	Esta definición es equívoca, puesto que la “Distribución Simple” incluye también el servicio de distribución interrumpible.
3.60 Tarifa en Base Interrumpible: es la Tarifa Monómica para el servicio en Base Interrumpible y se calcula como el 99.00% (noventa y nueve por ciento) del Cargo por Capacidad más el Cargo por Uso en Base Firme.	Emplear el criterio del “99%” puede ser útil por su simplicidad, sin embargo, si la Comisión concediera que el servicio interrumpible se pueda prestar incluso cuando la capacidad no esté totalmente reservada, el criterio no reflejará la estructura de costos de la prestación del servicio.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



	<p>Se sugiere establecer criterios más flexibles para que los propios permisionarios puedan realizar sus propuestas.</p> <p>Notar como en otros servicios regulados por la Comisión, como el servicio en uso común en almacenamiento de petrolíferos (equivalente o parecido al interrumpible) se admiten tarifas volumétricas muy superiores a la tarifa binómica en base firme.</p>
3.61 Tarifa Binómica: es la tarifa que se integra por el Cargo por Capacidad y el Cargo por Uso correspondientes a la prestación del servicio a determinado Grupo Tarifario.	
3.62 Tarifa de Distribución con Comercialización: es la tarifa para el Servicio de Distribución con Comercialización o Base Volumétrica y se define como la tarifa en Base Firme para los Grupos Tarifarios con rango de volumen entre 0 (cero) y el límite máximo de consumo fijado para el Usuario Final de Bajo Consumo.	
3.63 Tarifa Convencional: son los cargos o descuentos libremente pactados por el Usuario o Usuario Final y el Distribuidor para el Servicio de Distribución por medio de ducto de Gas Natural aplicados de manera no indebidamente discriminatoria, de conformidad con lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución, en apego a los Términos y Condiciones, y a las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.	
3.64 Tarifa Máxima: es el cargo máximo que un Distribuidor puede cobrar por el Servicio de Distribución por medio de Ducto de Gas Natural a un determinado Usuario o Usuario Final.	
Tarifa Monómica: es la tarifa que se compone de un sólo cargo que integra los costos fijos (relacionados con la capacidad del Sistema) y los costos variables (relacionados con el uso del Sistema) correspondientes a la prestación del servicio a determinado Grupo Tarifario, y que se aplica al Gigajoule de Gas Natural conducido.	
Términos y Condiciones o TCPS: los Términos y Condiciones para la Prestación de los servicios, que forman parte integral de los títulos de permiso de los Distribuidores y que contienen las tarifas, procedimientos, derechos y obligaciones del Distribuidor frente a los Usuarios, Usuarios Finales o UFBC y viceversa, mismos que son aprobados por la Comisión.	
3.67 Tipo de Servicio: figura principal que clasifica las distintas modalidades de prestación del servicio de Distribución.	
3.68 Usuario: el Permisionario que solicita y/o utiliza los servicios del Distribuidor.	
3.69 Usuario Final: la persona que solicita los servicios del Distribuidor para satisfacer su consumo de Gas Natural superior a los 5,000 GJ.	<p>¿Por qué la Comisión no prevé que puede determinar un límite distinto?</p> <p>La distinción es equívoca, puesto que los UFBC son un subconjunto de los “Usuarios Finales”. En otras palabras, la propuesta de la Comisión establecería que los UFBC no son Usuarios Finales, lo cual</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	contradice la definición ya prevista en la LH y el RATLH.
3.70 Usuario Final de Bajo Consumo (UFBC): persona que adquiere Gas Natural al Distribuidor, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5,000 GJ.	¿Por qué la Comisión no prevé que puede determinar un límite distinto?
<p style="text-align: center;">Apartado Segundo. Aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el Servicio de Distribución</p> <p style="text-align: center;">4. Solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>4.1 Los Distribuidores deberán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para cada Periodo Regulatorio, indicando lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, considerando, en su caso, los rangos de volumen para los Grupos Tarifarios aplicables expresados en GJ/mes; así como la fecha base de expresión de éstas. II. La Lista de Tarifas Máximas en Base Interrumpible, en caso de contar con el 100% (cien por ciento) de Capacidad Reservada. III. El Periodo Regulatorio aplicable. 	<p>En general, causa mucha confusión la duplicidad regulatoria propuesta: tarifas máximas quinquenales y rentabilidad máxima revisable anualmente.</p> <p>Aclarar si las revisiones quinquenales vigentes desaparecerán. Esta redacción sugiere que habrá una solicitud inicial de tarifas para los permisionarios en este esquema “Límite Máximo de rentabilidad” y por tanto la CRE eliminaría las revisiones quinquenales.</p> <p>Respecto de la fracción II, nuevamente, ¿por qué se limita a que el servicio interrumpible se preste solo si la capacidad está 100% reservada? Debiera quedar a elección del permisionario. Notar que pudiera darse el caso de usuarios temporales que prefieran no reservar capacidad. Es decir, con esta restricción la Comisión está eliminando una alternativa a los Usuarios.</p> <p>Respecto de la fracción III, es confuso que el permisionario deba proponer “el Periodo Regulatorio aplicable”. Queda entendido que los Periodos Regulatorios son de cinco años, entonces ¿qué es lo que deberá solicitar el permisionario que se le apruebe en este caso?</p>
<p>4.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud con los siguientes anexos:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. Comprobante de pago de aprovechamientos o de derechos, según corresponda II. Memoria de cálculo que compruebe que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados propuesta no excede el LRM establecido por la Comisión. Los Distribuidores deberán sujetarse a los formatos que al efecto determine la Comisión; III. Ejercicio de Facturación con Esquema Escalonado para cada Grupo Tarifario, y 	<p>Favor de explicar y justificar ¿Por qué es necesaria la revisión activos, inversiones, depreciación, costos de operación y mantenimiento, volúmenes, longitud de red y usuarios, si la tarifa está basada en el LRM, que relación mantienen? Y ¿Por qué no revisa solamente el promedio aritmético de la Tasa de Rentabilidad Observada?</p> <p>¿Cuáles son los formatos a los que se refiere, y donde pueden ser consultados?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>IV. Soporte documental del 100% (cien por ciento) de la Capacidad Reservada del sistema amparado en el Permiso, en caso de aplicar lo establecido en la fracción II de la disposición inmediata anterior.</p>	<p>Se solicita incluir el término Tasa de Rentabilidad Esperada en lo referente a la tasa presentada en la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados Aclarar, ¿a qué se refiere la Comisión con soporte documental que compruebe el 100% de la capacidad reservada? Definir el requerimiento específico. . Ya antes se señaló la complejidad para: (a) definir la capacidad de los sistemas de redes de distribución, y (b) contar con capacidad 100% reservada dada la dinámica de crecimiento orgánico de las redes. ¿Por qué la Comisión considera los Otros cargos regulados (conexión estándar, conexión no estándar, desconexión y reconexión) para comprobar si se excede el LRM establecido si éstos no forman parte de la base de activos?</p>
<p>4.3 Los Distribuidores podrán solicitar en cualquier momento del Periodo Regulatorio en curso, por medio de un escrito libre, la autorización por parte de la Comisión de la Lista de Tarifas Máximas en Base Interrumpible al contar con el 100% (cien por ciento) de Capacidad Reservada en el sistema, presentando lo establecido en la fracción II de la disposición 4.1 y IV de la disposición 4.2 anterior; las cuales, sólo serán aplicables por el Periodo Regulatorio en curso y será expresada a la fecha de la Lista de Tarifas Máximas vigentes.</p>	
<p>4.4 El Distribuidor deberá presentar la solicitud de autorización de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados a más tardar 6 (seis) meses antes del inicio del Periodo Regulatorio correspondiente.</p>	<p>En la información, ¿La CRE considera únicamente información real? en caso de ser así justifique la respuesta. ¿Cuál será impacto de esta información en la tarifa proyectada para el siguiente quinquenio?</p>
<p>4.5 El procedimiento para la autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se llevará a cabo, conforme a lo siguiente:</p> <p>I. La admisión a trámite de la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, referida en la disposición 4.1 anterior, se determinará dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la recepción de la misma. Transcurrido dicho plazo sin que medie un requerimiento, dicha solicitud se tendrá por admitida. Si dentro del plazo a que se refiere esta fracción se determina la omisión de alguno de los requisitos establecidos en las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores, se requerirá al Distribuidor para que presente los requisitos omitidos dentro de los 10 (diez) Días Hábiles siguientes a la notificación del requerimiento respectivo;</p>	<p>Indicar, ¿Cuál es la mejora regulatoria que tiene este procedimiento versus el actual, y que beneficios prevé para los distribuidores? ¿Cómo se alinea este procedimiento con lo establecido en el artículo 83 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos? Conforme a los objetivos establecidos en la Ley General de Mejora Regulatoria, ¿Este procedimiento como obedece dichos objetivos?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>II. En caso de que el Distribuidor no desahogue dicho requerimiento dentro del plazo establecido en la fracción inmediata anterior se tendrá por no admitida la solicitud y el Distribuidor deberá iniciar el procedimiento de solicitud de reintegro del pago de aprovechamientos o de derechos, según corresponda;</p> <p>III. Una vez admitida a trámite la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, referida en la disposición 4.1 anterior, se llevará a cabo el análisis y evaluación de la misma, donde en caso de cualquier omisión y/o inconsistencia en la información presentada, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, en un plazo de 45 (cuarenta y cinco) Días Hábiles posteriores a haber admitido a trámite la solicitud, a efecto de que éste, dentro de un plazo de 10 (diez) Días Hábiles contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención, subsane la omisión y/o inconsistencia identificada. Transcurrido dicho plazo sin que el Distribuidor desahogue la prevención, la Comisión desechará la solicitud.</p> <p>Cuando la Comisión haya prevenido al Distribuidor en términos del párrafo anterior, el plazo para la emisión de la resolución se suspenderá y se reanudará a partir del Día Hábil inmediato siguiente a aquél en que el Distribuidor desahogue la prevención;</p> <p>IV. En caso de que la Comisión deseche la solicitud conforme la fracción inmediata anterior, el pago de derechos o aprovechamientos, según corresponda, no será aplicable para otra solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados y el Distribuidor deberá ingresar una nueva solicitud, de acuerdo con las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores.</p>	<p>Se solicita a la Comisión que especifique la información que contendrá la memoria de cálculo que debe acompañar la solicitud de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p> <p>Se solicita eliminar del procedimiento de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados la admisión a trámite ya que contraviene el artículo 83 del Reglamento que establece un plazo de 90 días para este procedimiento?</p>
<p>4.6 La Comisión tendrá un plazo de 90 (noventa) Días Hábiles contabilizados a partir de la notificación de admisión a trámite para resolver lo conducente respecto a la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>¿Por qué, si la CRE solamente revisa que la TRO no exceda el LRM, y no analiza la información utilizada para su cálculo, el proceso mantiene el mismo plazo que la regulación vigente? Conforme a los objetivos establecidos en la Ley General de Mejora Regulatoria, ¿Este plazo como obedece dichos objetivos? Si la CRE está simplificando los trámites, ¿Por qué mantiene los plazos e incluso incrementa el tiempo del proceso agregando la Admisión a Trámite? Se solicita justificar cómo estos plazos generan una mejora regulatoria</p>
<p>4.7 En cualquier momento del Periodo Regulatorio en curso, los Distribuidores podrán ofrecer nuevos Tipos de Servicio o generar nuevos Grupos Tarifarios para responder a cambios en las</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>circunstancias del mercado en el que operan, que no fueron considerados al momento de la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes. Al efecto, el Distribuidor deberá presentar, para aprobación de la Comisión, la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados conforme a las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores.</p>	
<p>4.8 En caso de que el Distribuidor no presente la solicitud de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para un nuevo Periodo Regulatorio conforme la disposición 4.4 anterior, la Comisión determinará de oficio las Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables al Periodo Regulatorio correspondiente, conforme al procedimiento establecido en la disposición 11.7 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Favor de indicar ¿Qué procedimiento prevé la CRE para la determinación de tarifas por oficio y cuál sería la justificación de dicho procedimiento? ¿Cuáles son los posibles riesgos jurídicos y económicos en que la Comisión podría incurrir y hacer incurrir al permisionario al determinar las tarifas de oficio?</p>
<p style="text-align: center;">5. Aplicación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</p> <p>5.1 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados son los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán estar alineados a que la Tasa de Rentabilidad Observada no exceda el LRM establecido por la Comisión; II. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán estar expresados en Pesos por unidad; III. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aplicables deberán presentarse bajo una Facturación con Esquema Escalonado; IV. Se considerarán Tarifas Máximas para el Servicio en Base Firme y el Servicio de Distribución con Comercialización y en caso de aplicar, el Servicio en Base Interrumpible; V. La Lista de Tarifas Máximas para el Servicio en Base Interrumpible deberá seguir lo descrito en la disposición 3.60 anterior; VI. Los Grupos Tarifarios deberán especificar el tipo de usuario que consideran, es decir, si este Grupo Tarifario corresponde a Usuarios residenciales, comerciales e industriales, así como, el Rango de Volumen donde se diferencien los rangos aplicables a Usuarios Finales de Bajo Consumo; 	<p>Se solicita eliminar de los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados el inciso X. sobre los análisis comparativos.</p> <p>La fracción I de esta disposición refleja fielmente la dificultad que se enfrenta para comprender el esquema regulatorio que está proponiendo la Comisión. Se establece que los permisionarios propongan tarifas máximas quinquenales en cuyo cálculo se refleje alineamiento con la tasa de rentabilidad observada, lo cual es imposible, pues no ha transcurrido el tiempo para observarla. Si se refiere a una estimación de inversiones y costos para obtener tarifas quinquenales, los permisionarios enfrentarán un riesgo elevado y latente de que sus proyecciones no sean consistentes con la tasa de rentabilidad observada y el LRM.</p> <p>¿Por qué la CRE, solo prevé la posibilidad de un esquema de facturación escalonado? En el caso de usuarios y permisionarios que actualmente cuentan con una facturación con</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>VII. Sólo podrán considerarse como Otros Cargos Regulados, los descritos en la disposición 3.49 anterior;</p> <p>VIII. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión incluirán los ajustes por el índice de inflación, de conformidad con el Apartado Quinto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;</p> <p>IX. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, Grupos Tarifarios y el esquema de facturación no deberán ser indebidamente discriminatorios, de conformidad con la fracción II del artículo 56 de la Ley;</p> <p>X. La Comisión podrá llevar a cabo análisis comparativos entre las tarifas propuestas y las tarifas vigentes, o con las mejores prácticas y/o estándares de la industria en cuanto a estructuras de costos y rentabilidad, de conformidad con el artículo 77 del Reglamento;</p> <p>XI. La Lista de Tarifas Máximas y los Otros Cargos Regulados no podrán entrar en vigor sino hasta después de 5 (cinco) días de su publicación en el Boletín Electrónico, y</p> <p>XII. El Distribuidor no podrá iniciar la prestación de los servicios hasta no contar con la aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>esquema en bloque ¿Qué beneficios e impactos tendría la facturación escalonada?</p> <p>Facturación con Esquema Escalonado ¿Cómo prevé a los UFBC?</p> <p>¿Cómo prevé la Comisión que se exprese el rango en G/mes para diferenciar a los UFBC?</p> <p>¿Por qué no se prevé qué tratamiento diferenciado tendrán los permisos con las conexiones fuera de la base de activos?</p> <p>¿Por qué no considera las tarifas convencionales?</p> <p>¿Por qué, en la solicitud inicial, prevé análisis comparativos si la TRO no excede LRM+IE?</p> <p>¿Qué lineamientos y qué tipo de permisionarios deberán cumplir el Boletín Electrónico y cuál será el beneficio para los usuarios y permisionarios?</p>
<p>5.2 La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados sólo podrán ser aplicables para el Periodo Regulatorio correspondiente. En caso de que la Comisión autorice la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados antes del inicio del Periodo Regulatorio descrito en la fracción II de la disposición 4.1 anterior, éstas no serán vigentes ni aplicables sino hasta el inicio del Periodo Regulatorio respectivo, siempre y cuando hayan sido publicadas en el Boletín Electrónico, tal como lo indica las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	
<p>5.3 La Comisión no tendrá ninguna responsabilidad en cuanto a posibles pérdidas para el Distribuidor, es decir, es estricta responsabilidad del Distribuidor llevar a cabo su solicitud considerando el plazo máximo de respuesta y los plazos de prevención y de desahogo, que puedan aplicar.</p>	<p>¿Qué sucede si aun y cuando el Distribuidor presenta en tiempo y forma su solicitud, la CRE no responde de conformidad con los tiempos establecidos en el procedimiento?</p>
<p>6. Consideraciones para la determinación del Ajuste Compensatorio</p> <p>6.1 Cuando el desahogo del proceso de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el siguiente Periodo Regulatorio se incumpla por causas atribuibles a la Comisión y el nuevo Periodo Regulatorio haya iniciado, el Distribuidor continuará aplicando la Lista de Tarifas</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes del Periodo Regulatorio inmediato anterior. No obstante, la aprobación de la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados incluirá los ajustes compensatorios que, en su caso, resulten necesarios para compensar la posible diferencia de ingresos que experimenten los Distribuidores por la demora señalada.</p>	
<p>6.2 La Comisión determinará ajustes compensatorios cuando se cumplan íntegramente los siguientes dos criterios:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El Distribuidor haya entregado la nueva Lista de Tarifas Máximas en el plazo establecido en la disposición 4.4 anterior. II. La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas esté fuera del plazo establecido en la disposición 4.6 anterior. 	
<p>6.3 La metodología de aplicación del ajuste compensatorio a la Lista de Tarifas Máximas aplicable al Cargo por Servicio, Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización es la siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El ajuste compensatorio aplicable para cada grupo tarifario se determinará mediante las siguientes ecuaciones: <ul style="list-style-type: none"> • Cargo por Servicio $Tarifa_{CS} = T_{RCS} + \frac{\sum_1^v U}{\sum_{v+1}^f U} * (T_{RCS} - T_{VCS})$ <p>Donde:</p> <p>$Tarifa_{CS}$ = Tarifa con ajuste compensatorio.</p> <p>U = Número de usuarios del mes correspondiente.</p> <p>v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>$v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>f = Último mes del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{RCS} = Tarifa resultante del Periodo Regulatorio en curso.</p> <p>T_{VCS} = Tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio inmediato anterior.</p> 	<p>¿Los usuarios y energía son reales o proyectados? Toda esta sección debe ser replanteada, ya que la CRE está ajustando la tarifa para reconocer el ajuste compensatorio, pero no se modifica el límite de rentabilidad, por lo que reconocer un ajuste sobre la tarifa puede derivar en una rentabilidad mayor a la establecida.</p> <p>Para el caso de la fórmula para el cargo variable donde se usa una razón de volúmenes, ¿podría la Comisión compartir ejemplos prácticos donde se demuestre que estas fórmulas todos los permisionarios podrían recuperar el saldo no cobrado? ¿sería homogéneo para todos los permisionarios dado sus ciclos de lectura y facturación?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



- Cargo por Capacidad, Cargo por Uso y Distribución con Comercialización

$$Tarifa_C = T_{Rdc} + \frac{\sum_1^v V}{\sum_{v+1}^f V} * (T_{Rdc} - T_{Vdc})$$

Donde:

- $Tarifa_C$ = Tarifa con ajuste compensatorio.
- V = Energía conducida del mes correspondiente.
- v = Mes de corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.
- $v + 1$ = Mes siguiente del corte sujeto a la tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio en curso.
- f = Último mes del Periodo Regulatorio en curso.
- T_{Rdc} = Tarifa resultante del Periodo Regulatorio en curso.
- T_{Vdc} = Tarifa vigente durante el Periodo Regulatorio inmediato anterior.

II. Para aplicar la diferencia de ingresos, la Lista de Tarifas Máximas resultante para el nuevo Periodo Regulatorio deberá encontrarse expresada a Pesos de la fecha del Periodo Regulatorio vigente; la cual corresponderá a la fecha que la Comisión hubiera utilizado en caso de haber dado cumplimiento a los plazos establecidos para la aprobación de las mismas.

¿Por periodo regulatorio vigente debemos entender el periodo regulatorio que se termina?

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

Apartado Tercero. Determinación del Límite de Rentabilidad Máxima e Incentivo a la Expansión

7. Procedimiento para la determinación del Límite de Rentabilidad Máxima (LRM)

7.1 El LRM es equivalente al Costo de Capital calculado por la Comisión, conforme al Anexo I de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

¿Cómo prevé la Comisión que el LRM no resulte contrario a lo establecido en el párrafo sexto del artículo 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y en el inciso b) fracción II del párrafo segundo del artículo 82 de la LH, es decir, que la aritmética que se refleje en la rentabilidad de las tarifas cubra costos eficientes la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto?

¿La tasa de rentabilidad regulatoria que actualmente posee cada permisionario, se sometería a revisión y actualización en base a todo lo mencionado en el Anexo I (WACC y todos sus elementos)?

Se solicita a la Comisión explique por qué tomó como parámetro la regulación chilena para esta mejora regulatoria.

Se solicita a la Comisión entregue la información que le sirvió como base para seleccionar esta regulación como una buena herramienta para masificar el servicio de distribución de gas natural en México.

Se solicita a la Comisión aclare las diferencias metodológicas aplicadas en México y justifique el cambio, en específico en:

- Valor de la base de activos
- Depreciación
- Límite máximo de rentabilidad
- Tasa de rentabilidad observada
- Costos de capital

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



	<ul style="list-style-type: none"> • Proceso de supervisión • Medida de sanción en caso de incumplimiento a la rentabilidad.
7.2 El LRM al que deberán sujetarse los Distribuidores será aprobado por parte de la Comisión mediante un Acuerdo, el cual será publicado en el DOF, así como en el sitio web oficial de la Comisión, para efectos de publicidad.	<p>Justifique, ¿Por qué no se prevé un plazo? ¿Esta metodología aplica a la lista de tarifas máximas permitidas o se trata de una especificación caso por caso? ¿Por qué la Comisión no prevé una fecha de publicación para que el permisionario se encuentre en tiempo de formular las estrategias para no rebasar el LRM?</p>
7.3 El LRM establecido a la fecha de aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá vigente hasta culminar el Periodo Regulatorio respectivo.	<p>¿De qué manera garantiza que LRM sea el mismo al momento de ingresar la solicitud que al momento de la aprobación?</p>
<p style="text-align: center;">8. Incentivo a la Expansión</p> <p>8.1 El Incentivo a la Expansión (I_E) será un elemento aditivo al LRM determinado por la Comisión, conforme a la disposición 7.1 anterior, denotado como $LRM + I_E$.</p>	<p>Aclarar si el crecimiento de clientes y Km ¿Sólo estará justificado en las tarifas máximas por medio de este Incentivo de Expansión y el índice que la Comisión determine? ¿Cuál es la periodicidad que prevé la CRE para este incentivo, y por qué dicha periodicidad? Se solicita a la Comisión, justifique por qué estima conveniente que el incentivo a la expansión únicamente esté vinculado al crecimiento de variables asociadas a UFBC y no contempla el crecimiento de variables asociadas a usuarios de mayor consumo.</p> <p>Se insta a la Comisión que exponga si la interpretación del límite máximo que podrá alcanzar cada parámetro, así como del incentivo a la expansión, es correcta, así como desarrolle ejemplos de su aplicación para su mejor comprensión. Asimismo, es necesario que la Comisión desarrolle el marco conceptual o teórico que empleó para determinar que la ponderación de los factores externos se realizaría con los factores internos.</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>Se solicita a la Comisión que exponga la relación conceptual de los indicadores que propone en los parámetros externos, es decir, el análisis que relaciona la densidad de viviendas con toma de agua y el porcentaje de viviendas con toma de agua que consumen gas natural como principal combustible con incentivos para desarrollar infraestructura nueva.</p> <p>Conforme a lo expuesto en el Acuerdo por el que se expiden las DACG, referente al Incentivo de Expansión, se solicita a la Comisión la revisión y, en su caso, rectificación de la información de la <i>Tabla 3. Determinación de los parámetros externos</i>, de dicho Acuerdo.</p> <p>También se requiere que la Comisión aclare cuáles son los datos que empleó para la determinación de los intervalos aplicables para los criterios de los parámetros internos, así como la trazabilidad que resultó en los intervalos incluidos en la Tabla 4. Intervalos de los parámetros externos para el Incentivo a la Expansión del Acuerdo, sin que ello revele información sensible de los permisionarios</p> <p>Se solicita a la Comisión justificar por qué no ha incorporado escenarios y reglas para aquellas zonas en las que se encuentra más de un distribuidor y, en consecuencia, tienen una menor posibilidad de crecimiento de la red, y estos puedan aspirar a obtener el incentivo a la expansión.</p>
<p>8.2 El Distribuidor podrá ser acreedor al I_E cuando se compruebe el incremento en UFBC y la expansión de las redes de distribución de Gas Natural, de acuerdo con la ubicación geográfica del sistema, conforme lo establecido en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>¿Por qué la CRE no considera la dinámica natural de mercado de distribución en el que se tiene un bajo rendimiento al inicio y este se incrementa a medida que la red se va saturando, a través de los años?</p>
<p>8.3 El I_E no superará el 3% (tres por ciento o 300 puntos base) cuando el Distribuidor incremente la prestación del servicio de distribución por medio de ducto de Gas Natural a UFBC.</p>	<p>Se establece que el incentivo a la expansión se incrementará hasta un 3%. Al respecto, se</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



	<p>requiere a la Comisión que aclare cuáles fueron los criterios que empleó para determinar que el límite máximo del incentivo a la expansión sería hasta por ese porcentaje, asimismo, explique si considera la actualización de este y bajo qué supuestos</p>
<p>8.4 El I_E será aplicable al LRM del año supervisado y sólo será vigente para dicho año y no tendrá efectos acumulativos.</p>	<p>Se considera que la aplicabilidad del incentivo de un solo año difícilmente se traducirá en un incentivo real para la expansión de las redes. De lo propuesto por la Comisión en estas DACG y su Anexo III, así como en las justificaciones vertidas en la MIR, se entiende que se busca incentivar a que las redes se expandan en zonas de menor densidad de viviendas y redes de gas natural. El hecho de que las redes no se hayan expandido a regiones de esta naturaleza típicamente se debe a inviabilidad económico-financiera de su desarrollo. Otorgar 300 puntos base adicionales de rentabilidad por el periodo de un solo año, en ningún caso compensará los riesgos de largo plazo de inversiones con plazos de depreciación muy superiores (hasta 30 años). En otras palabras, el esquema propuesto será inocuo.</p>
<p>8.5 El Distribuidor será acreedor al I_E hasta que el año sujeto a supervisión corresponda al tercer año consecutivo de prestación del servicio a UFBC, con excepción de los Distribuidores que, al momento de aplicación de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, cuenten con la prestación de servicio a UFBC.</p>	<p>¿Por qué no al segundo año? ¿Es decir que los Permisarios que ya presten el servicio a UFBC lo pueden aplicar desde el primer año?</p> <p>Se solicita corregir la redacción sobre la vigencia del Incentivo a la Expansión para que se aplique al LRM del siguiente año y que se puedan considerar los incrementos en las variables que se determinen para el incentivo desde el primer año, en el entendido de que los permisionarios ya conocen en el segundo año, la información del inicio del periodo.</p>
<p>8.6 El I_E será calculado en función de los parámetros externos e internos, referidos en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>8.7 Los intervalos para la determinación de los parámetros externos e internos del I_E al que deberán sujetarse los Distribuidores será el vigente a la fecha de evaluación, mismo que será aprobado mediante un Acuerdo, el cual, será publicado en el DOF, así como en el sitio web oficial de la Comisión, para efectos de publicidad.</p>	<p>¿Por qué no se prevé un plazo para la publicación? El no establecer un plazo, ¿Qué beneficios y mejora regulatoria prevé la Comisión para los permisionarios?</p>
<h3>9. Procedimiento para la determinación del Incentivo a la Expansión</h3>	
<p>9.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la determinación del I_E, indicando lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El I_E aplicable, conforme al método descrito en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, basado en los intervalos referidos en la disposición 8.7 anterior, y II. El periodo de aplicación del I_E de acuerdo con lo establecido en la disposición 8.4 anterior. 	
<p>9.2 El Distribuidor deberá acompañar su solicitud, de los siguientes documentos anexos:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La memoria de cálculo del I_E que incluya las entidades federativas donde se ubica el sistema, incremento del año sujeto a supervisión en el número de UFBC y longitud de la red, conforme al método establecido en el Anexo III de las presentes DACG de Tarifas de Distribución. Los Distribuidores deberán sujetarse a los formatos que al efecto determine la Comisión; II. Soporte documental que avale el incremento del año sujeto a supervisión respecto al número de UFBC y longitud de la red, mismo que deberá ser congruente con la información remitida por el Distribuidor de conformidad con las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión, y III. Descripción esquemática general del Sistema de Distribución, en formato kmz, que incluya el sistema desarrollado, los puntos de interconexión al sistema de transporte u otro de distribución, y las entidades federativas, así como municipios y alcaldías que abarca la cobertura de la red. 	<p>¿Cuál es el soporte documental al que hace referencia? ¿Qué mejora regulatoria (simplificación de trámites y reducción de costos) aporta a los permisionarios?</p>
<p>9.3 El Distribuidor deberá presentar su solicitud de determinación de I_E, a más tardar el último Día Hábil del mes de mayo del año en curso, siempre y cuando presenten incrementos en UFBC en el año sujeto a supervisión.</p>	
<p>9.4 El derecho a solicitar la determinación del I_E debe ejercitarse de forma anual y precluye cuando vence el plazo establecido en la disposición inmediata anterior.</p>	
<p>9.5 La Comisión tendrá un plazo de 30 (treinta) Días Hábiles contados a partir de que el Distribuidor haya presentado la solicitud de I_E, para su autorización.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>9.6 En caso de que el Distribuidor no emita la información descrita en la disposición 9.2 anterior, la Comisión desechará la solicitud y, en su caso, el Distribuidor deberá presentar nuevamente la solicitud conforme las disposiciones 9.1 y 9.2 anteriores; siempre y cuando se encuentren aún dentro del plazo establecido en la disposición 9.3 anterior.</p>	
<p>9.7 La Comisión podrá considerar como 0 (cero) el I_E cuando de conformidad con la información remitida por el Distribuidor de acuerdo a las DACG de Servicios de Distribución, que en su caso emita la Comisión, se compruebe que no existe desarrollo del Servicio de Distribución de Gas Natural, es decir, no se observe crecimiento real de la base de usuarios, considerando conexiones, desconexiones y reconexiones, o cuando la Comisión determine que, de existir crecimiento en la base de UFBC y en la red de ductos, éste se dé a través de inversiones y erogaciones no justificadas por el crecimiento observado, en perjuicio de los intereses de los usuarios.</p>	<p>¿Cómo aplicaría el incentivo al crecimiento, en el caso de permisos que operaran en ciudad versus los que operan en zonas rurales?</p> <p>En cuanto a crecimiento de usuarios, ¿De qué manera prevé la Comisión, las puestas verticales y/horizontales?</p> <p>¿Por qué el incentivo no considera criterios de inversiones y erogaciones no justificadas?</p> <p>¿Qué considera la Comisión de una inversión o erogación no justificada? Definir criterios</p> <p>En el caso de sistemas con mayor saturación, ¿este incentivo que efecto tendría en las inversiones para el incremento en red?</p> <p>¿De qué manera prevé que las desconexiones y reconexiones, así como las bajas de usuarios que no necesariamente están relacionadas con acciones deliberadas del permisionario (un ejemplo de ello es el impago del servicio) no afecten de manera negativa al incentivo?</p> <p>Definir con claridad las causales para que la Comisión determine que el I_E es 0 y lo aplique a las tarifas máximas.</p> <p>No queda claro cuál debe ser la justificación de la CRE; ¿No tendrán justificación para cambio y se mantendrán las actuales del periodo en cuestión?</p> <p>¿Por qué la Comisión no considera el grado de desarrollo y madurez del permiso? Los permisos maduros tendrán más inversiones dedicadas a saturación o redensificación de red y los permisos nuevos tendrán más inversiones asociadas a expansión de red</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
 Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
 Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



Apartado Cuarto. Mecanismo de Supervisión

10. Determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada de los Distribuidores

10.1 La Comisión llevará a cabo la supervisión anual mediante la evaluación del flujo neto, que corresponderá a la diferencia entre los ingresos anuales y la suma de los costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas (OMAV) correspondientes al Servicio de Distribución, Costos Anual de la Inversión (CAI) y los Impuestos. Para lo cual se empleará la siguiente ecuación:

$$FN = I - (OMAV + CAI + Imp)$$

Donde:

FN = Flujo Neto.

I = Ingresos anuales del Servicio de Distribución basados en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

OMAV = Costos de Operación, Mantenimiento, Administración y Ventas del Servicio de Distribución, durante el año de supervisión, basado en la información de los estados financieros dictaminados, conforme el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

CAI = Costo Anual de la Inversión.

Imp = Impuestos a las utilidades, basado en la información de los Estados Financieros Dictaminados.

¿Por qué, los impuestos a las utilidades, basado en Estados Financieros Dictaminados, consideran las utilidades generadas por actividades que no están relacionadas al servicio de distribución?

A lo largo del documento no se especifica el tema de activos de conexión. En este caso, es importante aclarar que los permisionarios que cuenten con cargos por conexión no deberán considerar estos activos en la BAR.

Se solicita a la Comisión explique el beneficio financiero y económico de cambiar la metodología por flujo de efectivo propuesto en el Anteproyecto.

Se solicita a la Comisión presente el análisis documental y económico, así como la comparativa con otros reguladores de la metodología de flujo de efectivo.

Se solicita a la Comisión un ejemplo práctico aplicando la propuesta mencionada bajo el entorno actual de sistemas de distribución.

Se solicita a la Comisión la comprobación matemática, económica y financiera sobre la aplicabilidad de esta metodología, comprobando el correcto funcionamiento de la metodología en sistemas de distribución.

Se solicita a la Comisión un ejemplo práctico aplicando la propuesta mencionada bajo el entorno actual de sistemas de distribución.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

Formula Flujo Neto:

Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitará transferir riesgos adicionales al permisionario y al usuario por usar el ingreso percibido registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.

Se solicita a la Comisión demuestre financieramente y mediante qué proceso validará que la fórmula de flujo neto no se verá afectada por el uso del ingreso registrado en estados financieros y el cual tiene una visión contable, más no regulatoria.

Se solicita a la Comisión demuestre que tiene la atribución legal para incluir los impuestos registrados en los estados financieros en el cálculo tarifario.

Se solicita a la Comisión explique detalladamente como se evitará transferir las estrategias fiscales (fuera de su atribución) al permisionario y al usuario por usar el impuesto registrado en los estados Financieros en la fórmula de flujo neto.

Se solicita a la Comisión determine la metodología que permita al permisionario corregir la rentabilidad cuando entes exógenos intervienen en el volumen real con relación al volumen proyectado y aprobado por la Comisión al inicio el periodo regulatorio.

Se solicita a la Comisión describa detalladamente que proceso de supervisión realizará en el componente OMAV toda vez, que el Anteproyecto solo se menciona que podrá sufrir recortes.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



	<p>Se solicita a la Comisión entregue una memoria de cálculo y los parámetros que se usará para realizar la supervisión del componente OMAV.</p> <p>Se solicita la Comisión explique contablemente como separa los impuestos reales, devengados, acreditables y por acreditar del proceso de supervisión anual de un ejercicio para evitar ajustes retroactivos de años anteriores.</p> <p>Se solicita la Comisión explique matemática, financiera y contablemente como será calculada la fórmula de flujo neto cuando una empresa fiscal tenga más de un permiso de distribución, o bien tenga permisos de otras líneas de negocio diferentes a distribución; toda vez que los impuestos registrados en estados financieros se realizan de acuerdo a las normas dictas por la SHCP, en la cual existe la obligación de calcularlos de acuerdo a la totalidad de utilidad de una empresa fiscal y no por permiso.</p> <p>Se solicita la Comisión presentar los ejemplos numéricos con el cálculo del flujo neto y del CAI que haya realizado previo a la emisión del Anteproyecto.</p>
<p>10.2 El CAI se calculará considerando el valor neto de la inversión total erogada expresada al cierre del año de supervisión, la vida útil de cada uno de los activos fijos necesarios para llevar a cabo el servicio de distribución y la tasa de actualización equivalente a la tasa de rentabilidad anual del Distribuidor. La fórmula para el cálculo del CAI es la siguiente:</p> $CAI = \sum_{j=1}^m I_j * \left[\frac{i(1+i)^{n_j}}{(1+i)^{n_j} - 1} \right] * p_j$ $p_j := \begin{cases} r_j / n_j & \text{si } r_j < n_j \\ 1 & \text{si } r_j = n_j \end{cases}$ <p>Donde:</p> <p>CAI = Costo Anual de la Inversión.</p> <p>I_j = Inversión erogada en el activo j.</p> <p>i = Tasa de rentabilidad anual.</p>	<p>En general, del análisis realizado se entiende que el CAI se calcula como una especie de valor presente neto de una anualidad que refleja el valor de los activos depreciados al momento del cálculo. Si lo anterior es correcto, pareciera que esta forma de cálculo del CAI sobrevaloraría excesivamente en FN, lo que llevaría a que la tasa de rentabilidad anual supere considerablemente el LMR y, por lo tanto, los permisionarios estarán sujetos a ajustes a la baja en sus ingresos y rentabilidades.</p> <p>En todo caso, resulta muy relevante que la Comisión explique con detalle cómo opera esta</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
 Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
 Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p> n_j = Vida útil del activo j, conforme lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución. m = Total de activos fijos al cierre del año de supervisión. r_j = Vida remanente del activo j. p_j = Factor de proporcionalidad de la vida remanente. </p>	<p>fórmula, cuál es su racionalidad y de qué manera resulta útil y aplicable para la regulación de la rentabilidad máxima sin que ello genere distorsiones que perjudiquen a los permisionarios. Puntualmente:</p> <p>¿Por qué no especifica que la expresión sea pesos del cierre del año en supervisión? ¿Cómo asegura que no se utilice el valor de adquisición?</p> <p>¿Por qué la fórmula no considera la amortización lineal de los activos, como se establece en el Anexo II? ¿Por qué la fórmula no reconoce la reexpresión de la BAR?</p> <p>Hay un error en el índice n_j cuando actúa de exponente: no debería ser la vida útil sino la vida remanente (r_j). Favor de justificar.</p> <p>Se solicita aclarar si en este caso, ¿el numerador de la fórmula del CAI debe considerar la vida útil, o la vida remanente y por qué?</p> <p>Se solicita a la Comisión explique la lógica en la construcción de la fórmula de cálculo de la variable P_j o señale la fuente de referencia.</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique financieramente que representa la variable P_j</p> <p>Se solicita a la Comisión que justifique fundamentalmente que la variable P_j es la adecuada para aplicar un factor de proporcionalidad de la vida remanente, ya que existen otros mecanismos.</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué la variable P_j afecta a todo el factor de recuperación capital?</p> <p>Se solicita a la Comisión justifique ¿por qué toma el valor neto de la inversión para calcular el CAI?</p>
---	--

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>Se solicita a la Comisión demuestre que la aplicación de la fórmula propuesta de CAI le permite al permisionario obtener los flujos futuros necesario para obtener la tasa aprobada por la Comisión.</p> <p>¿Por qué la CRE no considera los costos financieros en el FN? Debería ya que considera los impuestos</p>
<p>10.3 La tasa de rentabilidad anual se entenderá como la rentabilidad en términos reales generada por los activos fijos necesarios para la prestación del Servicio de Distribución que permite un flujo neto igual a cero, conforme a la metodología descrita en la disposición 10.1 anterior.</p>	<p>Inconsistencia en la revisión, ya que la tasa de rentabilidad se expresará en términos reales, mientras que la revisión anual del LRM considera variables que se encontrarán expresadas en términos nominales. Favor de justificar.</p> <p>Se solicita la Comisión explique a través de una fórmula tangible el cálculo de la tasa real obtenida del permisionario.</p>
<p>10.4 El mecanismo de supervisión se llevará a cabo calculando la Tasa de Rentabilidad Observada que equivale al promedio aritmético de las tasas de rentabilidad anuales disponibles del Periodo Regulatorio en curso, referida en la disposición inmediata anterior, éste se obtendrá de la información entregada anualmente por el Distribuidor conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Inconsistencia en la revisión, ya que la tasa de rentabilidad se expresará en términos reales, mientras que la revisión anual del LRM considera variables que se encontrarán expresadas en términos nominales. Favor de justificar.</p> <p>Que la Comisión justifique financiera y económicamente que la definición de la tasa de rentabilidad observada calculada a partir del promedio aritmético de las rentabilidades anuales reales obtenidas por el Distribuidor durante el Periodo Regulatorio en curso garantiza una correcta metodología de aplicación en los sistemas de distribución.</p> <p>La supervisión anual, ¿Qué mejora regulatoria (simplificación de trámite, carga administrativa y eficiencia en costos) prevé para los permisionarios?</p> <p><u>Tasa de Rentabilidad Observada</u></p>

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>Se solicita la Comisión un ejemplo numérico del cálculo de la tasa de rentabilidad observada.</p> <p>Se solicita la Comisión demuestre financieramente que es comparable con el LMR y por lo tanto, aritméticamente correcta una comparación entre ambos.</p> <p>Se solicita la Comisión explique financieramente la relación con el parámetro CAI</p> <p>Se menciona que la tasa de rentabilidad observada es un promedio lineal de los años transcurridos, por lo que se solicita la Comisión demuestre matemática y financieramente que esto es correcto.</p> <p>Se solicita la Comisión justifique que la aplicación de la tasa de rentabilidad no conlleva ajustes retroactivos o ajustes compensatorios de años ya transcurridos.</p> <p>Se solicita especificar que los ajustes de un Periodo Regulatorio no pueden aplicarse al siguiente Periodo Regulatorio</p>
<p>10.5 La Comisión supervisará anualmente, que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor no deriven en una Tasa de Rentabilidad Observada mayor que el $LRM + I_E$.</p>	<p>¿La Comisión se ha percatado de la importante variación a la que se sujetarán las tarifas que efectivamente deberían aplicar los permisionarios para logara ajustar su rentabilidad anual a la regulación? ¿La Comisión ha valorado el costo intangible que esta variabilidad generaría por el malestar entre los usuarios y el costo reputacional para los permisionarios?</p>
<p>10.6 Para el Periodo Regulatorio en curso, la Tasa de Rentabilidad Observada será igual a la tasa de rentabilidad anual para el primer año de supervisión, mientras que para los años posteriores se calculará conforme al promedio de los años disponibles del Periodo Regulatorio en curso, hasta que el año supervisado corresponda al último año del Periodo Regulatorio en curso.</p>	<p>Al inicio de la disposición debería decir “Para el primer año del Periodo Regulatorio en curso...”</p> <p>Aclarar las circunstancias en las que se aplica el promedio de los años disponibles del periodo regulatorio en curso.</p> <p>No está muy claro cómo funcionará el tema de los promedios; ¿Entonces no habrá revisiones anuales? o ¿Sólo si el permisionario así lo solicita?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	Se solicita aclarar que el primer año del Periodo Regulatorio se supervisará durante el procedimiento de supervisión en el segundo año
<p>10.7 La Comisión revisará la información entregada anualmente por el Distribuidor conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución para analizar y valorar la congruencia interna del desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de Gas Natural conforme a parámetros nacionales de la industria, así como para validar que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas a precios de mercado, en su caso, la Comisión podrá ajustar los Costos OMAV e Impuestos.</p>	<p>Favor de indicar y justificar ¿Qué mejora regulatoria y qué eficiencia en costos obtendrían los permisionarios? ¿De qué manera se relaciona con la metodología de rentabilidad máxima?, Dado que se observa que, en este tipo de esquema la Comisión no podría ajustar costos OMAV e impuestos ya que no hay un mecanismo prospectivo del reconocimiento de la rentabilidad de ejercicios anteriores. El comparativo sobre parámetros de la industria tiene sentido bajo una regulación de incentivos y no en una de máxima rentabilidad.</p>
<p>10.8 Para la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada, el Distribuidor deberá utilizar las herramientas y formatos que disponga la Comisión para efectos del manejo, procesamiento y revisión de la información.</p>	
<p style="text-align: center;">11. Procedimiento del Mecanismo de Supervisión</p> <p>11.1 El periodo de supervisión para la regulación con control de rentabilidad será estimado por año calendario, es decir, la Comisión examinará la información del 1 de enero al 31 de diciembre de cada año, conforme al Apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, en la cual si el Inicio de operaciones bajo el esquema con control de rentabilidad es posterior al inicio del año calendario, se considerará como primer año del Periodo Regulatorio los meses transcurridos del Inicio de operaciones al cierre del año calendario en curso.</p>	<p>Hay una deficiencia en la redacción: la palabra “estimado” al inicio de la disposición califica a “periodo”. ¿Cómo es que se estimará un periodo? Para los permisos a los que la Comisión les ha aprobado periodos regulatorios que no van con el año calendario no establece el periodo de revisión o, en su caso el ajuste del periodo regulatorio, lo que implicaría alargar o acortar quinquenios, con las implicaciones económicas que eso puede traer a los Permisionarios. Favor de justificar.</p> <p>¿Cuál es el límite de meses transcurridos? ¿Qué pasaría con un permiso que inicie operaciones después del segundo semestre del año?</p> <p>¿Cómo garantiza la Comisión que el mecanismo de supervisión no impactará en otros componentes del Requerimiento de Ingresos del Permisionario</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>(Costos de operación, mantenimiento y administración e Impuestos), así como en actividades futuras de expansión y desarrollo?</p> <p>¿Cómo garantiza la Comisión que el Mecanismo de supervisión será aplicable en los tiempos propuestos en las DACG de tarifas de distribución, de manera que el inicio del periodo de aplicación de las tarifas no se afecte por posibles retrasos en la evaluación?</p> <p>Respecto a lo anterior, la Comisión propone un mecanismo de ajuste compensatorio cuando por causas atribuibles a la Comisión se retrase la aprobación y aplicación de las tarifas, en donde ajusta las tarifas de cargo por servicio de acuerdo a una razón de clientes, sin embargo, se estima que la ecuación propuesta no compensa el ingreso no obtenido en el periodo. ¿Podría la Comisión demostrar que la ecuación efectivamente compensaría el ingreso no obtenido por no aplicar las tarifas a tiempo?</p> <p>Se solicita especificar que el Distribuidor podrá ajustar sus tarifas en cualquier momento del Periodo Regulatorio, siempre y cuando no excedan las autorizadas en la solicitud de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, sin que sean consideradas como Tarifas Convencionales</p>
--	---

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



<p>11.2 El Mecanismo de Supervisión aplicará anualmente a cada Distribuidor a partir del primer año del Periodo Regulatorio, de acuerdo con lo establecido en la disposición inmediata anterior, en el cual la Comisión analizará la información presentada, en cuyo caso podrá solicitar información adicional que considere necesaria para proseguir con el proceso de evaluación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>	<p>Clarificar a que se refiere con información adicional que consideraría necesaria la Comisión, como parte de la certeza jurídica, así como de los comentarios que pueda emitir el Permisionario sobre la carga administrativa y regulatoria que esto puede suponer.</p> <p>En el este numeral se menciona que el Mecanismo de Supervisión se aplicará anualmente a la lista de tarifas máximas a partir del primer año del Periodo Regulatorio, ¿cómo garantizar que este mecanismo no impactará negativamente el comportamiento del mercado derivado de la volatilidad que se pudiera presentar en las tarifas máximas?</p> <p>Con base en la pregunta anterior, ¿cómo garantiza la Comisión que la volatilidad de las tarifas máximas no afectará a los consumidores finales de gas natural?</p>
<p>11.3 La Comisión notificará posterior a la entrega de información referida en el apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, la determinación de la Tasa de Rentabilidad Observada respecto a si el Distribuidor no excede el LRM, considerando en su caso el I_E aplicable.</p>	<p>Se solicita agregar un margen razonable entre la Tasa de Rentabilidad Observada y LRM que permita eximir al Distribuidor de un ajuste en la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p> <p>¿Por qué no se establece un plazo para realizar el/los requerimientos de información adicional, qué certidumbre brinda esto a los permisionarios?</p>
<p>11.4 En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, la Comisión dará inicio al siguiente procedimiento de ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La Comisión contará con un plazo de 20 (veinte) Días Hábiles, posterior a la entrega de información referida en el apartado Sexto de las presentes DACG de Tarifas de Distribución para notificar al Distribuidor, el inicio de un procedimiento de ajuste a sus Tarifas Máximas. La falta de la notificación referida en esta disposición no significará que el Distribuidor no ha excedido el $LRM + I_E$; 	<p>No queda claro cómo el permisionario puede modular su comportamiento para no exceder el LMR. ¿Puede reducir (o aumentar) sus tarifas aplicadas? ¿Cómo puede saber si excederá o no el LMR a lo largo de un año si desconoce los OMAV reales en que incurrirá? Lo anterior es especialmente cierto si la supervisión se basará en información de periodos pasados. Es decir, el permisionario no contará con elementos de certeza para garantizar el cumplimiento con el LMR.</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>II. El Distribuidor contará con un plazo de 10 (diez) Días Hábiles, posterior a la notificación descrita en la fracción inmediata anterior, para aportar cualquier información que a su derecho convenga;</p> <p>III. De determinar que el ajuste es procedente, derivado del Mecanismo de Supervisión y del análisis de la información que en su caso presente el Distribuidor, este ajuste deberá de llevarse a cabo de conformidad con la disposición 11.6 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;</p> <p>IV. La Comisión notificará el ajuste correspondiente a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme al plazo establecido en la disposición 4.6 anterior, y</p> <p>V. El Distribuidor deberá publicar la nueva Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados derivados del procedimiento de ajuste antes de la entrada en vigor de las mismas; conforme a las DACG de Servicios de Distribución que expida la Comisión.</p>	<p>Es indispensable la notificación de la Comisión el inicio del procedimiento de ajuste de Tarifas Máximas, de lo contrario no podrá dar cumplimiento a la fracción II de la disp. 11.4</p>
<p>11.5 El ajuste aplicará para la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del segundo año posterior al supervisado y estarán vigentes por 1 (un) año.</p>	<p>No es claro en qué momento del quinquenio esto puede aplicar.</p>
<p>11.6 El ajuste será aplicado cuando el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor a $LRM + I_E$, de acuerdo con el siguiente procedimiento:</p> <p>I. Definir el rango en que se encuentra el Distribuidor, mediante la siguiente ecuación:</p> $Determinación\ del\ rango = \frac{T_R}{LRM + I_E}$ <p>II. Seleccionar la ecuación de acuerdo con la Determinación del rango:</p> <p><u>1er. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso anterior, sea mayor a 1 y menor o igual a 1.15 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[1 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$ <p><u>2do. Rango:</u> cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.15 y menor o igual a 1.45 veces el $LRM + I_E$:</p> $TM_{t+2} = \left[0.9 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$	<p>Se advierte que el planteamiento permitiría a la CRE hacer recortes del 100% a la tarifa en un caso extremo, condenando no solo a la no inversión sino comprometiendo la seguridad del sistema y continuidad del servicio a los usuarios ya conectados pues no se podría recuperar el monto mínimo para operar y mantener el sistema existente.</p> <p>Se puede dar el caso en el que por el desarrollo natural de un sistema de distribución las tasas de rentabilidad iniciales sean inferiores a la tasa aprobada por lo que la “determinación del rango” sería inferior a uno. En tal caso en qué momento el distribuidor recupera la rentabilidad a que tiene derecho por esa inversión inicial.</p> <p>Lo anterior ya que, de acuerdo con el grado de desarrollo de un permisionario, las inversiones pueden ser muy grandes para empezar a abastecer a pocos usuarios y posteriormente</p>

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



3er. Rango: cuando la Determinación del rango, referido en el inciso I de la presente disposición, sea mayor a 1.45 veces $LRM + I_E$:

$$TM_{t+2} = \left[0.8 - \frac{T_R - (LRM + I_E)}{LRM + I_E} \right] * TM_t$$

Donde:

TM_{t+2} Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados ajustados.

T_R Tasa de Rentabilidad Observada del Distribuidor.

$LRM + I_E$ Límite de Rentabilidad Máxima considerando el Incentivo a la expansión.

TM_t Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes.

realizar la saturación de la red o pueden ser inversiones dedicadas a saturación o redensificación de red.

Este cálculo puede llegar a ajustar 100% las tarifas en el caso que la determinación del rango sea 1.8

¿Bajo qué criterios se determinaron los rangos?
¿Se hicieron sensibilidades de cuánto pueden afectar los ingresos de los permisionarios?
Se solicita a la Comisión detallar el criterio de determinación de dichos intervalos.
¿Cómo podemos garantizar que la propuesta de intervalos es la más eficiente para clasificar las tasas de rendimiento de los permisionarios?

Se solicita a la Comisión que justifique técnicamente que la aplicación de los factores de penalización, reflejan adecuadamente un mecanismo sobre el control de la rentabilidad.

Se solicita a la Comisión que justifique la poca relación entre el descuento aplicable a las tarifas y la variación de la TR vs $LRM + I_E$,

Se solicita a la Comisión justificar que el uso de esta metodología no generará impactos negativos en la correcta operación de los sistemas poniendo en riesgo la seguridad y viabilidad de la prestación del servicio al usuario final.

Se solicita a la Comisión que muestre los cálculos que en su caso haya realizado para evaluar el impacto de los ajustes propuestos sobre los ingresos de los Permisionarios.

Se solicita una justificación de los ajustes adicionales a la Lista de Tarifas Máximas y Otros

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

	<p>Cargos Regulados de 10 y 20% previstos en el 2do y 3er rango</p> <p>Dado el grado de afectación que podría tener, la CRE sí debería ser responsable de pérdidas excesivas que pudieran tener los permisionarios. El distribuidor debería ser capaz de calcular la tarifa que le dé la rentabilidad que compense el exceso de periodos previos.</p>
<p>11.7 En caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivas o en 3 (tres) años no consecutivas durante la vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio y estarán vigentes por 5 (cinco) años independientemente de la conclusión del Periodo Regulatorio respectivo, bajo el siguiente procedimiento:</p> <p>I. Determinación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de acuerdo con lo establecido en la fracción X de la disposición 5.1 anterior, y</p> <p>II. Aplicación de la ecuación del procedimiento de ajuste correspondiente al 3er Rango, referido en la disposición inmediata anterior.</p>	<p>Es excesivo considerar que se exceda el LRM 3 veces en un periodo de 30 años partiendo del entendido que la lista de tarifas máxima permanecerá vigente durante el quinquenio y no es la variable que el Permisionario pueda modificar para ajustar los niveles de rentabilidad. Se considera que la determinación de tarifas de oficio por parte de la CRE podría generar un acto arbitrario por parte del regulador y con ello, se correría el riesgo de una posible violación de la garantía de seguridad jurídica en su vertiente de confianza legítima del permisionario en cuanto a los mecanismos y procedimientos utilizados, y no garantiza que las tarifas determinadas de oficio cumpla con la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto. Además, dentro de la LH y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, no se prevé la facultad ni el procedimiento para que la CRE pueda determinar las tarifas máximas aplicables de oficio.</p> <p>Se menciona que en caso de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$, en 2 (dos) años consecutivas o en 3 (tres) años no consecutivas durante la</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>vigencia del Permiso, la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados se determinarán de oficio... En este sentido, se solicita a la Comisión que detalle explícitamente cuál será el procedimiento, así como los criterios para determinar dichas tarifas de oficio, mismas que estarán vigentes por un periodo de 5 años.</p> <p>Se solicita extender el número de veces que el Distribuidor puede exceder el LRM antes de que la Comisión determine la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.</p>
<p>11.8 El Distribuidor deberá solicitar la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, conforme a lo descrito en las disposiciones 4.1 y 4.2 anteriores, excluyendo lo referido en la fracción I de la disposición 4.2 anterior; a más tardar 6 (seis) meses antes de que culmine la vigencia de las Tarifas Máximas derivadas del procedimiento de ajuste. En caso de que el Distribuidor no presente su solicitud de autorización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, se procederá conforme a la disposición 4.8 anterior.</p>	<p>La falta de flexibilidad de las tarifas obliga a tener este mecanismo oneroso de autocorrección por parte de los permisionarios, para evitar que la CRE determine de oficio sus tarifas de los siguientes 5 años.</p> <p>Los plazos, no prevén una mejora regulatoria ya que se empalman, pues de entregar la información el 31 de mayo, si la CRE responde hasta los 20 días posteriores, quedan menos de 5 días para presentar la propuesta de tarifas (plazo que se empalma con las manifestaciones a la respuesta de la CRE).</p> <p>Se solicita a la CRE revisar los plazos establecidos en el Anteproyecto, garantizando que no se empalmen los procesos y los permisionarios tengan certeza sobre su cumplimiento.</p>
<p>11.9 La Comisión no será responsable de que el Distribuidor obtenga una Tasa de Rentabilidad Observada mayor al $LRM + I_E$ por:</p> <p>I. La aplicación del procedimiento de ajuste.</p> <p>II. La aprobación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de oficio.</p> <p>III. La lista de Tarifas Máximas con ajuste compensatorio.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



Lo anterior, de conformidad con el artículo 78 del Reglamento, toda vez que, las tarifas que apruebe la Comisión serán máximas y el Permisionario podrá pactar descuentos sobre las Tarifas Máximas.

El Reglamento también señala que para efectos de transparencia y evitar discriminación indebida, los Permisionarios deberán registrar ante la Comisión los contratos en los que se hayan pactado acuerdos convencionales o descuentos. Por tanto, la aplicación de descuentos no puede ser automática y prácticamente sería imposible dado la obligación de firmar los contratos, los cuales, además, deberían cumplir lo establecido en la disposición 16.2 de este anteproyecto.

¿Por qué en las supervisiones anuales, la Comisión no prevé llevar a cabo análisis comparativos si la TRO no excede LRM+IE?

Se trata de un esquema sumamente volátil. Es impracticable que el permisionario constantemente pacte tarifas para alinearlas con el LMR.

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



Apartado Quinto. Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para el servicio de Distribución

Actualización de La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados

12.1 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión por medio de un escrito libre, la actualización anual por índice de inflación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados para el Periodo Regulatorio, con los siguientes elementos:

- I. La Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados actualizada, conforme al método de ajuste tarifario descrito en las disposiciones 13.1 y 13.2 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución;
- II. El periodo de actualización, aplicable de forma anual, considerando como el inicio del periodo el mes de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, y
- III. La memoria de cálculo del ajuste de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados que incluya el INPC conforme al método establecido en las disposiciones 13.1 y 13.2 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.

¿Cuál es el incentivo para solicitar la inflación?
Con esta lógica, la tasa debería ser aprobada en términos nominales, de lo contrario, este ajuste únicamente permitiría recuperar el efecto de inflación en los OPEX, pero cualquier incremento implicaría que la tasa de rentabilidad observada fuese superior a la máxima.

Se solicita a la Comisión aclarar cómo entiende el objeto del ajuste anual por inflación sobre tarifas que fueron determinadas para no exceder una tasa máxima de rentabilidad real.

12.2 El Distribuidor deberá presentar su solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, a más tardar 3 (tres) meses después que se encuentren disponibles las publicaciones de INPC correspondiente, conforme a la fecha de expresión de la Lista Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.

12.3 El derecho a solicitar el ajuste por el índice de inflación debe ejercitarse de forma anual y precluye cuando vence el plazo establecido en la disposición inmediata anterior, entendiéndose que la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados estarían expresados al periodo anual más reciente.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec,
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

<p>12.4 La Comisión tendrá un plazo de 30 (treinta) Días Hábiles contados a partir de que el Distribuidor haya presentado la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, para su aprobación. En el caso en que transcurra el plazo máximo de respuesta indicado en la presente disposición, operará la afirmativa ficta a favor del Distribuidor y la solicitud se tendrá por aprobada.</p>	<p>Dado que la Comisión simplifica el cálculo del ajuste anual de tarifas al sólo reconocer el INPC es excesivo duplicar el tiempo de respuesta, indicar ¿Cuál es la mejora regulatoria en esto?</p> <p>Favor de indicar, ¿Por qué el aumento de días, 15 que actualmente a 30 días hábiles, debe suponer una mejora regulatoria, este incremento en que beneficia a los permisionarios, qué impacto económico tendría?</p> <p>Se solicita disminuir el plazo de respuesta de la Comisión a la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados.</p>
<p>12.5 La Comisión podrá determinar los ajustes anuales por el índice de inflación sobre la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados para reflejar deflación o disminuciones en el INPC.</p>	<p>Favor de indicar ¿Por qué no se prevé un plazo para disminuir las tarifas por deflaciones o disminuciones en el INPC?</p> <p>Igual que en el caso de la inflación, ¿Cuál sería el objeto de este ajuste, si el esquema es de rentabilidad máxima?</p> <p>Se solicita incluir un plazo máximo para que la Comisión determine ajustes anuales que reflejen deflación o disminuciones en el INPC.</p>
<h3>Mecanismos de Actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados</h3>	
<p>13.1 La metodología para la actualización de la Lista de Tarifas Máximas consiste en lo siguiente:</p> $TM_{t+1} = TM_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$ <p>Donde:</p> <p>TM_{t+1} Tarifas Máximas actualizadas para el año posterior (t + 1). TM_t Tarifas Máximas vigentes del año t. Π_t^{MX} Es la variación anual del INPC registrada respecto al año anterior (t).</p>	<p>No considera que una gran proporción de las inversiones están indexadas, ¿Qué sucede con las inversiones realizadas en dólares? ¿Por qué no son reconocidas en dólares? ¿Cuál es el impacto económico que esto tendría en la industria? ¿En qué medida afecta a los permisos maduros con inversiones ya pagadas en dólares?</p>
<p>13.2 La metodología para la actualización de los Otros Cargos Regulados consiste en lo siguiente:</p> $OCR_{t+1} = OCR_t * [1 + \Pi_t^{TM}]$	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Donde:</p> <p>OCR_{t+1} Otros Cargos Regulados actualizadas para el año posterior ($t + 1$).</p> <p>OCR_t Otros Cargos Regulados vigentes del año t.</p>	
<p>13.3 Los criterios de resolución que observará la Comisión para la solicitud de actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados consisten en los siguientes:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. El método de actualización debe ser conforme a lo establecido en las disposiciones 13.1 y 13.2 anteriores. II. La actualización de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados será aplicable para aquellos años que conformen el Periodo Regulatorio en curso. No podrá actualizarse la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de un Periodo Regulatorio para ser aplicable en el siguiente Periodo Regulatorio. III. El plazo de actualización debe considerar únicamente 12 (doce) meses y bajo ningún supuesto se autorizará el reconocimiento de inflación acumulada por un periodo inferior o superior, salvo aquellos casos que aplique lo establecido en la disposición 13.4 de las presentes DACG de Tarifas de Distribución. 	
<p>13.4 Los Distribuidores podrán solicitar a la Comisión un ajuste sobre su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados de acuerdo con el índice de inflación que corresponda al periodo de tiempo transcurrido entre la fecha de expresión de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor y la fecha en que dé Inicio de operaciones, con un plazo de atención de 30 (treinta) Días Hábiles.</p>	
<p>13.5 El derecho del Distribuidor de solicitar la actualización por índice de inflación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados permanecerá, a pesar de que el Distribuidor sea sujeto a lo indicado en la disposición 11.7 anterior.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



Apartado Sexto. Entrega de Información

14. Reporte anual de información financiera

14.1 Para efectos del Mecanismo de Supervisión, los Distribuidores deberán enviar anualmente, a más tardar el último Día Hábil del mes de mayo del año en curso, la siguiente documentación de índole financiera correspondiente al año inmediato anterior:

- I. Estados financieros dictaminados por un contador acreditado ante la SHCP, conforme al Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, mismos que deberán incluir:
 - a. Las balanzas de comprobación considerando la desagregación descrita en las cuentas del Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
 - b. Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por el Servicio de Distribución, diferenciando por Tarifas Convencionales y Tarifas Máximas, e indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de Usuarios correspondiente.
 - c. Notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente por Conexiones (Estándar y No Estándar), Desconexiones y Reconexiones, diferenciando por Tarifas Convencionales y Otros Cargos Regulados, e indicando la facturación de cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de servicios correspondiente.
 - d. En su caso, notas sobre los ingresos percibidos en el ejercicio fiscal correspondiente, por penalizaciones, indicando la facturación llevada a cabo respecto a cada uno de los Grupos Tarifarios y el número de Usuarios correspondiente.
- II. La constancia del contador público que dictaminó el estado financiero dictaminado, mismo que deberá estar registrado ante la Administración General de Auditoría Fiscal Federal de la SHCP, conforme a lo establecido por el artículo 52 fracción I del Código Fiscal de la Federación.
- III. La Base de Activos Regulada de acuerdo con el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución, con los lineamientos contables, los activos fijos necesarios para la adecuada prestación del Servicio de Distribución, segregando la vida útil, la fecha de adquisición, capitalización y fecha base de re-expresión y el costo nominal de adquisición.

Al añadir a la entrega de los EFD las notas que menciona la Comisión en los incisos b a d, ¿La Comisión evalúo el incremento de los costos de emisión de los EFD así como el tiempo de entrega por parte de los auditores? ¿Qué resultados obtuvo de dicho analisis?

Además, esta información se puede verificar con las obligaciones periódicas. Si se requiere un detalle mes a mes en EEFF, entonces se deberían eliminar las obligaciones periódicas. Esta sobrerregulación va en contra de la flexibilidad que ofrece un esquema como el LRM

Existe un impacto en contabilidad, dado que se pide ciertas desagregaciones en las balanzas de comprobación que se envían a la Comisión.

Se sugiere considerar la aprobación de Terceros Autorizados para verificar el cumplimiento de los criterios contables aplicables descritos en el Anexo II, previo a su presentación a la Comisión

De acuerdo con el Anexo II, los permisionarios no podrán revaluar sus activos por inflación. Respecto de lo anterior, se considera que esta regla no es apropiada para un negocio regulado tarifariamente como el de la distribución de gas natural. En mercados no regulados la regla resulta inocua para fines de garantizar la viabilidad económico-financiera de las empresas, pues estas establecen sus precios en condiciones de libre

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

- IV. La vida útil empleada para la determinación del CAI deberá ser consistente con lo establecido en el Anexo II de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.
- V. Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas, en caso de que el Distribuidor haya efectuado transacciones con partes relacionadas.

competencia y desvinculados de la revaluación de sus activos. En el caso de las actividades reguladas desaparece dicha inocuidad, pues las tarifas que pueden cobrar los regulados en cada Periodo Regulatorio sí se vinculan directamente al valor de la base neta de activos fijos, la cual además resulta aportar la mayor proporción del requerimiento de ingresos. Si el permisionario no puede revalorar su base de activos fijos considerando los efectos de la inflación, el ingreso que obtenga por tarifas irá perdiendo a lo largo del tiempo el poder adquisitivo que equivalga a la completa recuperación del capital invertido. Considerar los efectos del poder adquisitivo es tan relevante que la CRE admite que las tarifas se ajusten por inflación a lo largo de los Periodos Regulatorios. Resulta inconsistente reconocer ajustes por inflación intraquinquenaes, pero no intraquinquenaes

¿Cuál sería el objeto de este reporte para el esquema de LRM?

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



<p>14.2 En caso de cualquier omisión o inconsistencia en la información presentada, la Comisión podrá prevenir al Distribuidor, a efecto de que éste subsane la omisión o inconsistencia identificada, dentro de un plazo de 10 (diez) días hábiles, contado a partir de que surta efecto la notificación de la prevención.</p>	
<p style="text-align: center;">Apartado Séptimo. Convenios de Inversión</p> <p>15. Convenios de Inversión</p> <p>15.1 Cuando la infraestructura quede en propiedad del Distribuidor y el mismo aporte los recursos de la inversión y ésta beneficie únicamente al Usuario o Usuario Final solicitante, el Distribuidor no podrá solicitar a la Comisión un ajuste a la Lista de Tarifas Máximas derivado que el Convenio de Inversión debe establecer que dicho Usuario pagará el costo de la infraestructura al Distribuidor, además, el Distribuidor sólo podrá cobrar los costos OMAV determinados de manera convencional.</p>	<p>No se entiende. Pareciera que la inversión solo beneficia al usuario solicitante, pero el distribuidor solo puede cobrar OMAV de manera convencional. ¿O lo que se busca decir es que el usuario aportará el recurso al distribuidor mediante acuerdo privado, por lo que dicha inversión no tendría efectos en la rentabilidad del distribuidor?</p> <p>¿Qué sucede si extensión o ampliación sea técnica pero no económicamente viable?</p> <p>Adicionalmente, dicha infraestructura no es que no deba utilizarse para solicitar un ajuste o modificación de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, sino que no debe formar parte de la BAR para el cálculo del CAI cuando esta fue totalmente pagada por el Usuario.</p> <p>¿Por qué se incluye el cobro de los costos OMAV de manera convencional? Cabe mencionar que estos forman parte de los costos del Sistema y en algunos casos es imposible desagregarlos.</p> <p>Se sugiere modificar la redacción sobre los Convenios de Inversión para evitar limitar del desarrollo de los sistemas de distribución</p>
<p>15.2 Cuando el Usuario o Usuario Final haya cubierto la inversión de la Ampliación o Extensión del sistema y la infraestructura quede en propiedad del Distribuidor, éste último no podrá solicitar la modificación a la Lista de Tarifas Máximas aprobadas por la Comisión. En dicho supuesto, las partes pactarán las Tarifas Convencionales que correspondan por la prestación del servicio.</p>	
<p>15.3 Cuando la infraestructura de un Sistema, objeto de un Convenio de Inversión, sea posteriormente aprovechada por nuevos Usuarios y éstos paguen su costo a través de la tarifa respectiva al Distribuidor, el Convenio de Inversión deberá establecer el procedimiento para que el</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Distribuidor reembolse el monto proporcional al Usuario o Usuario Final que realizó la inversión inicial. Dicho procedimiento deberá ser de aplicación general y deberá estar consignado en el Convenio de Inversión.</p>	
<p style="text-align: center;">Apartado Octavo. Tarifas Convencionales</p> <p style="text-align: center;">16. Tarifas Convencionales</p> <p>16.1 Los Distribuidores sólo podrán ofrecer sus servicios bajo Tarifas Convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios.</p>	<p>Esto contradice lo señalado en la disposición 11.19</p>
<p>16.2 Las Tarifas Convencionales deberán ser inferiores a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados en Pesos por la Comisión, para el servicio correspondiente, a excepción de cuando se cumplan todas las siguientes condiciones, que apliquen:</p> <ol style="list-style-type: none"> I. La vigencia pactada para la Tarifa Convencional sea por un plazo mayor a 5 (cinco) años. II. Al momento de pactar la Tarifa Convencional, ésta sea inferior a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados, correspondiente que se encuentren vigentes. III. La relación entre la Tarifa Convencional y la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados vigentes para el Servicio de Distribución se invierta como resultado de los esquemas de ajuste anuales de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. IV. El Distribuidor haya hecho del conocimiento de los Usuarios que el nivel de las Tarifas Convencionales acordadas pudiera llegar a ubicarse por encima de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión para el Servicio de Distribución, como resultado de los ajustes a que se refiere la fracción inmediata anterior. 	<p>¿Por qué no se considera que la relación entre ambas tarifas se pueda invertir como resultado de otro tipo de ajustes, además del anual?</p>
<p>16.3 Todos los contratos objeto de una Tarifa Convencional deberán:</p> <ol style="list-style-type: none"> i. Hacer referencia a la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados del Servicio de Distribución aplicables de no haberse pactado una Tarifa Convencional, y establecer una vigencia determinada que no podrá ser prorrogable o renovable, sin previo consentimiento del Usuario correspondiente, y ii. Dar aviso de la Tarifa Convencional pactada a la Comisión. 	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>16.4 La Tarifa Convencional para el Servicio en Base Interrumpible no podrá ser mayor a la Tarifa en Base Firme correspondiente.</p>	
<p style="text-align: center;">Apartado Octavo. Disposiciones Finales</p> <p style="text-align: center;">17. Disposiciones finales</p> <p>17.1 Para efectos de cálculos, operaciones matemáticas, así como mecanismos y procedimientos establecidos en las presentes DACG de Tarifas de Distribución se considerará con redondeo a 4 (cuatro) decimales.</p>	<p>¿Cuál es la razón por la que no se especifica si es redondeo hacia abajo o hacia arriba?</p>
<p>17.2 De conformidad con el artículo 77 del Reglamento, la Comisión podrá requerir en los términos y formatos que al efecto determine, la información de costos, condiciones de operación y demás elementos estadísticos, técnicos y financieros que permitan valorar el riesgo de las actividades, el desempeño y la calidad de la prestación del servicio, para efectos de la evaluación tarifaria y sus ajustes.</p>	<p>¿esto como obedece a lo establecido en el artículo 82, fracción II, inciso b) de la Ley de Hidrocarburos, que prevé que las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros? Cuando los permisionarios proponen las tarifas, no debería existir esta evaluación, únicamente debe demostrar que dicha tarifa no excede la rentabilidad máxima. Justificar dicha evaluación.</p>
<p style="text-align: center;">Apartado Noveno. Disposiciones Transitorias</p> <p>PRIMERO. Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por medio de ducto de Gas Natural entrarán en vigor al siguiente día hábil de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.</p>	<p>Debe señalarse que las DACG entrarán en vigor solo hasta que otras disposiciones relevantes entren también en vigor, como las DACG de servicios de distribución y los formatos referidos en las propias DACG.</p>
<p>SEGUNDO. Los Distribuidores que al momento de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución se encuentren en proceso de aprobación de tarifas máximas iniciales, revisión quinquenal o intraquinquenal, podrán continuar con dicho proceso de conformidad con 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.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>TERCERO. En el caso que la solicitud tarifaria haya sido ingresada a la Comisión previo a la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución y el Distribuidor no desee permanecer bajo el régimen regulatorio 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, deberá desistirse de dicha solicitud en un plazo máximo de 30 (treinta) días naturales a partir de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución y solicitar nuevamente a la Comisión la aprobación de su Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados bajo lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución, sin la presentación del pago de derechos y aprovechamiento respectivo.</p>	
<p>CUARTO. Los Distribuidores con Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados por la Comisión con el régimen regulatorio 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, una vez culmine el quinquenio autorizado deberán someterse y sujetarse a las presentes DACG de Tarifas de Distribución, con fundamento en los artículos transitorios Tercero de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.</p>	
<p>QUINTO. Los Distribuidores que al momento de la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución se encuentren en su periodo quinquenal, así como aquellos que migren conforme al transitorio Tercero anterior, continuarán aplicando la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados previamente aprobados hasta culminar el año calendario respectivo, con la finalidad de alinearse a lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>SEXTO. Las presentes DACG de Tarifas de Distribución serán aplicables a los solicitantes de permisos que a la fecha de entrada en vigor de la misma aún no hubiesen obtenido la titularidad de permisos de distribución por medio de ducto de Gas Natural previstos por la Ley de Hidrocarburos y el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, así como los permisos vigentes que aún no soliciten la determinación de la Lista de Tarifas Máximas para el primer Periodo Regulatorio de prestación de servicios.</p>	
<p>SÉPTIMO. Los permisos con exclusividad deberán someterse y sujetarse a las presentes DACG de Tarifas de Distribución, una vez culmine el quinquenio autorizado de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados. Lo anterior, con fundamento en los artículos transitorios Tercero de la Ley de Hidrocarburos y de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.</p>	
<p>OCTAVO. Los términos de los contratos pactados por los Distribuidores con anterioridad a la entrada en vigor de las presentes DACG de Tarifas de Distribución en los que se haya</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>pactado una Tarifa Convencional se mantendrán vigentes, sin perjuicio de las modificaciones que las partes contratantes acuerden por mutuo consentimiento, en cuyo caso dichas modificaciones se sujetarán a lo establecido en las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>NOVENO. En lo aplicable a Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos 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 en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007, a excepción de los numerales 21 y 39 hasta en tanto se expidan y entren en vigor las DACG de Servicios de Distribución. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	<p>Mantener vigentes numerales de la Directiva, implica doble carga regulatoria y por ende un incremento en costos. ¿La Comisión realizó los ejercicios correspondientes a este incremento en costos? Cabe mencionar que, en los últimos dos años el DOF ha retrasado hasta más de 6 meses la publicación de tarifas lo que ha ocasionado daños económicos a los permisionarios.</p>
<p>DÉCIMO. En lo aplicable a Distribución por medio de ducto de Gas Natural, queda sin efectos la Directiva de Contabilidad para las Actividades Reguladas en materia de Gas Natural DIR-GAS-002-1996, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 3 de junio de 1996. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada anteriormente continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes DACG de Tarifas de Distribución.</p>	
<p>UNDÉCIMO. De acuerdo con el Transitorio Séptimo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos, los Distribuidores que a la fecha de entrada en vigor de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General se encuentren realizando actividades de Distribución de Gas Natural por Ducto contarán con un plazo perentorio de 1 (un) año para establecer y poner en operación los Boletines Electrónicos y los mecanismos y equipos que garanticen el acceso abierto a terceros en sus sistemas. Notificando mediante escrito a la Comisión la entrada en funcionamiento de su Boletín Electrónico.</p>	<p>La Comisión primero deberá emitir Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos, para conocer el contenido del boletín electrónico y poder opinar sobre el plazo de su implementación.</p>
<p style="text-align: center;">ANEXO I</p> <p style="text-align: center;">METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL COSTO DE CAPITAL</p> <p>1. Objetivo</p> <hr/> <p>Presentar y sustentar los criterios que componen la metodología para la determinación del Costo de Capital aplicable a los Permisionarios de Distribución por ducto de gas natural en México. La determinación del Costo de Capital será utilizada como el Límite de Rentabilidad Máximo (LRM),</p>	<p>¿Qué base de datos y memoria de cálculo utilizó la Comisión para determinar el costo de capital inicial? ¿Por qué no fue incluida dicha base en los documentos que forman parte del análisis?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



que servirá de referencia para la supervisión anual de la Lista de Tarifas Máximas y Otros Cargos Regulados aprobados al Distribuidor.

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



2. Fundamento

Se divulga la metodología del Costo de Capital empleado para la determinación del LRM, con fundamento en el artículo 82 del Reglamento que indica:

“La Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, los formatos y especificaciones, para la determinación de las contraprestaciones, precios y tarifas de las actividades reguladas”.

Asimismo, de acuerdo con el inciso b, fracción II del artículo 82 de la Ley señala que:

“Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros”.

En la evaluación para determinación del Costo de Capital, la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) emplea el Modelo de Valuación de Activos de Capital denominado Modelo CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), debido a que:

- Es una técnica de evaluación financiera utilizada por analistas y organismos reguladores a nivel internacional. Se toman como referencia parámetros de proyectos de inversión en la industria de hidrocarburos, riesgos asociados al desarrollo y operación de los sistemas y el comportamiento de la estructura de capital histórico del Permisionario.
- Es una técnica que cumple con el propósito de establecer reglas claras que partan de referencias observables y con resultados predecibles y transparentes.
- “Determina el rendimiento esperado que en promedio tendrán los inversionistas en el mediano o largo plazo; es una guía para la empresa para establecer el rendimiento de sus inversiones” (Bravo, 2011:171-172).¹

A continuación, se presentan los criterios que la Comisión ha tomado al momento de determinar el Costo de Capital y los detalles alrededor de la metodología empleada.

El Costo de Capital calculado mediante el modelo de CAPM no puede ser utilizado como el LRM debido a que el Costo de Capital representa la rentabilidad a largo plazo que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos, mientras que el LRM es la tasa de rentabilidad máxima con la cual se determina el máximo beneficio que los Distribuidores podrán obtener por la retribución de la prestación de sus servicios.

Para establecer el LRM, se debe calcular los TRO de las empresas seleccionadas en la muestra y utilizar el promedio aritmético.

Si bien la Comisión justifica la parte teórica de porque el modelo CAPM es el mejor, ¿Por qué no es justificado numéricamente?

¹ “En el modelo CAPM se establece que los parámetros que la componen tienen que ser estables en el tiempo, no pueden tomarse parámetros coyunturales, porque no se está midiendo un rendimiento de corto plazo” (Bravo, 2011:172).

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

3. Técnica de análisis de riesgo financiero utilizada

Con el propósito de autorizar una tasa de rentabilidad apropiada para la actividad de distribución por ducto de gas natural, la Comisión determinó una tasa de rentabilidad equivalente al Costo de Capital determinado a partir de la metodología CAPM.

“El costo de capital corresponde a aquella tasa que se utiliza para determinar el valor actual de los flujos futuros que genera un proyecto y representa la rentabilidad que se le debe exigir a la inversión por renunciar a un uso alternativo de los recursos en proyectos de riesgos similares” (Sapag y Sapag, 2008:344).

Por ser un mercado de referencia maduro que cuenta con información representativa, se utiliza el mercado accionario de las empresas con actividades de *midstream*² de Estados Unidos de América (EE. UU.) como referencia de los parámetros del Modelo CAPM. Se le aplica un ajuste por el riesgo país, para reconocer las diferencias entre el riesgo que aplica a las empresas en el mercado de referencia y México (*ibid.* 363).³

² Las actividades consideradas son: transporte, almacenamiento, procesamiento primario y comercialización de hidrocarburos.

³ Acerca del modelo CAPM: “Se destaca su gran popularidad y utilidad en los mercados financieros desarrollados. Sin embargo, los financistas han discutido su aplicabilidad en países emergentes. [...] Debemos de coincidir en que si se quiere asumir algún mercado bursátil emergente (el total de acciones locales flotando en aquel mercado) como representante del comportamiento de mercado que se utiliza dentro de la formulación del CAPM, no se obtendrán buenos resultados. [...] Entonces surgen diversas aproximaciones para calcular el costo de oportunidad de sectores y empresas que no tienen cotizaciones o cotizan en la bolsa local. Estos modelos se basan en el siguiente principio: es posible trasladar los rendimientos que se obtienen en un sector determinado, de un mercado desarrollado a un mercado emergente, incrementándole la tasa de riesgo país” (*ibid.* 191-192).

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

3.1. Formulación del Modelo CAPM

La ecuación del Modelo CAPM utilizada para determinar el costo de capital en términos nominales (Bravo, 2011:195), es la siguiente:

$$r_e^N = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T} [\beta(r_m - r_f)] + r_p$$

Donde:

r_e^N = Es el rendimiento estimado equivalente al costo de capital nominal acorde a un determinado periodo histórico o periodo de muestra, redondeado a 4 (cuatro) decimales.

r_f = Tasa libre de riesgo, equivalente al rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América.

r_m = Tasa de rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América.

$r_m - r_f$ = Prima de mercado en Estados Unidos de América.

r_p = Riesgo país de México.

$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de volatilidad entre la actividad de distribución y la de transporte de hidrocarburos por ducto.

β = Es el parámetro beta específico de la entidad evaluada, resultante de la Beta sectorial de las empresas con actividades de *midstream* en Estados Unidos de América y el nivel de endeudamiento de la entidad evaluada, conforme a la ecuación del apartado 6.

No es congruente la determinación de una rentabilidad nominal para determinar tarifas que serán incrementadas por inflación, explicar de qué manera es congruente para la Comisión y qué relación mantienen dichas variables.

Se solicita a la Comisión justifique estadísticamente la reducción de las ventanas temporales en:

- Tasa libre de riesgo
- Rendimiento en el mercado accionario
- Riesgo país

Asi como, el beneficio de reducir dichas ventanas temporales.

Se solicita a la Comisión demuestre porque es más representativo el uso de ventanas a más corto plazo en el cálculo del CAPM usado en el mercado de distribución en México

Dado que la medida de CAPM será calculada anualmente con ventanas temporales de datos de 5 años y podrían registrarse variaciones de más del 20% entre un año y otro, se solicita a la CRE explique a través de qué medida regulatoria minimizaría el riesgo anual de cambios bruscos en las tarifas máximas aprobadas como resultado de la volatilidad de las ventanas temporales seleccionadas.

Se solicita a la Comisión determine una metodología estadística y regulatoria que se use cuando; como resultado de utilizar de ventanas temporales de 5 años la prima de mercado sea negativa.

Se solicita a la Comisión detalle si existirá una metodología estadística y regulatoria que limite el valor de la prima del mercado cuando esta exceda

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

	<p>un x% como resultado de uso de ventanas temporales de 5 años.</p> <p>Como puede leerse en los dos cuestionamientos anteriores la prima de mercado puede fluctuar drásticamente, por el uso de ventanas temporales de 5 años, por lo que se solicita a la Comisión manifieste el análisis elaborado para garantizar la estabilidad que los usuarios finales de distribución requieren.</p> <p>Se solicita la Comisión indique mediante ¿qué medida estadística se pretenden eliminar las coyunturas económicas que afectan directamente el resultado de la metodología de CAPM por el uso de ventanas temporales de solo 5 años?</p> <p>Se solicita a la Comisión detalle la comparativa que realizó para determinar el beneficio de usar ventanas temporales de 5 años en lugar de 30 años, tal como lo hace el resto de los organismos reguladores en Latinoamérica</p> <p>En el apartado 6. En el caso de la beta, la Comisión presenta una razón de volatilidad y no de endeudamiento.</p> <p>¿Por qué la CRE no considera el costo de los financiamientos?</p>
--	---

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>3.2. Año de cierre de muestra para estimación del costo de capital</p> <p>Se entiende como el último año de un periodo utilizado como muestra de información contable y financiera histórica, para estimar el costo del capital y se define como <i>T</i>.</p>	
<p>4. Parámetro <i>beta</i></p> <hr/> <p>El parámetro <i>beta</i> es un indicador del riesgo de la inversión en acciones (activos), que permite establecer qué tan sensible es la rentabilidad de una acción cuando se presentan cambios en la rentabilidad del mercado (Bravo, 2011:172 y Brealey <i>et al.</i> 2010:194).</p> <p>Por tanto, la <i>beta</i> reflejará el grado de volatilidad de dicho activo, es decir, el grado de riesgo por cada fluctuación que tenga el rendimiento del mercado.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com





 ENGIE México



4.1. Consideraciones

Se estableció que las empresas que prestan servicios regulados de *midstream* y que participan en el mercado accionario mexicano no son suficientes para arrojar información bursátil robusta y representativa, por lo que, no es posible la aplicación directa del Modelo CAPM sobre empresas mexicanas; a efecto de superar esta problemática, la Comisión determinó aplicar variantes al modelo con el propósito de obtener resultados que reflejen de manera efectiva el costo de oportunidad del capital invertido, mediante el uso de un mercado de referencia maduro en el que coticen empresas que participen en actividades de *midstream* que estén sujetas a regulación, como es el de Estados Unidos de América y un ajuste por el riesgo país, para reconocer las diferencias entre el riesgo que aplica a las empresas en el mercado de referencia y México.

Por tanto, el parámetro *beta* se obtendrá de las empresas con actividades de *midstream* estimado a partir de la información bursátil de una muestra de empresas de Estados Unidos de América. La metodología consiste en seleccionar bajo criterios transparentes y consistentes una muestra de empresas y calcular el parámetro *beta* de cada una de ellas mediante una regresión lineal.

Posteriormente, a la *beta* de cada entidad se le aplica un ajuste comúnmente utilizado por analistas financieros llamado ajuste *Bloomberg*. Adicionalmente cada *beta* es ajustada para reflejar el apalancamiento financiero específico de la entidad, donde una vez realizadas las estimaciones para cada elemento de la muestra con sus respectivos ajustes, se obtiene el parámetro *beta* promedio de la industria de *midstream* en los Estados Unidos de América.

Si bien más adelante se establecen los criterios para determinar la muestra, no es claro si en esta se incluyeron todas las empresas que cumplían los criterios o solo se seleccionaron algunas que se acercan a una tasa específica.

Si bien menciona que las empresas muestran son similares dado que están sujetas a regulación, ¿la regulación para estas implica costos de cumplimiento similares que para los distribuidores en México? Favor de brindar el ejercicio.

Dado que las empresas muestran pertenecen a un mercado maduro y con mayor desarrollo, ¿Qué impacto tiene al emplear al mercado de distribución en México que no sostiene el mismo nivel de desarrollo?

¿Qué análisis realizó la Comisión para determinar que la muestra de empresas era la óptima, es decir, cuantas muestras distintas empleo (distintos países y empresas) y que resultados obtuvo?

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



4.2. Muestra representativa

La selección de la muestra representativa tiene como propósitos:

- a) 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 hidrocarburos en el mercado de referencia. Para lo cual debe haber disponibilidad de información en el mercado bursátil de referencia.
- b) Contar con una serie de datos representativa por conveniencia estadística.

Se consideró una muestra de empresas que cumplen con los siguientes criterios:

- Contar con información bursátil durante un periodo de 5 (cinco) años, considerando el Año de cierre de muestra y 4 años previos al Año de cierre de muestra, de conformidad con los previamente señalado en el inciso a) de la presente disposición.
- Tener una razón deuda/capital en valor positivo durante el periodo muestra de 5 (cinco) años a partir de la información contable disponible.
- Disponibilidad de información en sitios web de análisis financiero.
- Contar con al menos un 50% de activos o de ingresos correspondientes a actividades de *midstream* (Federal Energy Regulatory Commission, 2020:37).⁴

Conforme a lo señalado en el Anexo I, “en el modelo CAPM se establece que los parámetros que la componen tienen que ser estables en el tiempo, no pueden tomarse parámetros coyunturales, porque no se está midiendo un rendimiento de corto plazo”, en este sentido, se estima que considerar 5 años de datos de los parámetros del modelo es un periodo muy corto, y por tanto, podría considerar fenómenos coyunturales.

Se solicita la Comisión demuestre cual será el incentivo para desarrollar redes de distribución de gas natural bajo una metodología de alta volatilidad.

La selección de la muestra de empresas fue obtenida de:

Selección de empresas de Transporte de Hidrocarburos	
Mercado bursátil	New York Stock Exchange (NYSE)
Sector	Oil & Gas Pipelines Operadores de ductos que transportan crudo, gas natural u otro tipo de hidrocarburo.

⁴ Esta información puede consultarse en los formatos 10-K de cada entidad de la muestra representativa.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



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

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

representativa, se sigue este procedimiento:

4.3.1. Cálculo de rendimientos de acciones

Para cada uno de los meses del periodo de estudio y para cada entidad de la muestra se calcula la variación o el rendimiento logarítmico de sus acciones, a partir de la siguiente ecuación:

$$r_t = \ln \left[\frac{P_t}{P_{t-1}} \right]$$

Donde:

r_t = Es la variación o rendimiento diario del valor de la acción.

P_t = Es el precio de la acción de cierre ajustado⁵ en el día t

P_{t-1} = Es el precio de la acción de cierre ajustado en el día $t-1$

El portal que contiene la información accionaria histórica de las empresas que componen la muestra representativa es el siguiente:

Rendimientos mensuales de acciones	
	<i>Historical Data - Yahoo! Finance</i>
Fuente de consulta	https://finance.yahoo.com/

⁵ De acuerdo con el sitio web *Yahoo! Finance*, los precios de cierre ajustados tienen el ajuste por las divisiones y distribuciones de dividendos o ganancias de capital.

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

4.3.2. Cálculo de rendimientos del mercado accionario

Para cada uno de los días del periodo de estudio seleccionado, se calcula el rendimiento logarítmico del mercado accionario de Estados Unidos de América, de la misma forma en que se obtienen los rendimientos de las acciones de cada entidad, a partir de la siguiente ecuación:

$$r_t = \ln \left[\frac{P_t}{P_{t-1}} \right]$$

Donde:

r_t = Es el rendimiento del índice entre los días t y $t-1$.

P_t = Es el precio de cierre del mercado de referencia en el día t .

P_{t-1} = Es el precio de cierre del mercado de referencia en el día $t-1$.

Rendimientos mensuales de acciones	
Serie	<i>Standard & Poor's 500 Total Returns (S&P 500 TR)</i>
Descripción	Incluye el efecto del pago de dividendos en cada una de las empresas que lo conforma, está compuesto por las 500 empresas de mayor capitalización bursátil de Estados Unidos de América y frecuentemente es utilizado como el indicador que representa al mercado accionario estadounidense.
Frecuencia	Datos diarios del periodo de muestra.
Fuente de consulta	<i>Historical Data - Yahoo! Finance.</i> https://finance.yahoo.com/

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

4.3.3. Estimación de la beta apalancada

El parámetro *beta* apalancado es estimado a partir de un modelo de regresión lineal con los rendimientos observados con los criterios establecidos en las disposiciones 4.3.1 y 4.3.2. Se toman como datos de la variable dependiente los rendimientos diarios de las acciones de la entidad (disposición 4.3.1) durante el periodo de evaluación y como datos de la variable independiente las variaciones en el índice S&P 500 TR (disposición 4.3.2).

Se define a la *beta* de una entidad *k* como:

$$\text{Beta relativa al portafolio de mercado} = \beta_k = \frac{\sigma_{i,m}}{\sigma_m^2}$$

Donde:

$\sigma_{i,m}$ = Es la covarianza entre los rendimientos de la acción y los rendimientos del mercado.

σ_m^2 = Es la varianza de los rendimientos del mercado.

“Esta razón de covarianza con respecto a la varianza mide la contribución de una acción al riesgo del portafolio” (Brealey *et al.* 2010:196).

4.4. Ajuste *Bloomberg*

A cada uno de los parámetros *beta* estimados con la disposición 4.3.3 se les aplica el ajuste denominado *Bloomberg*. El objetivo de este ajuste es corregir la dispersión de las betas, elevando las betas menores a 1 y disminuyendo las betas mayores a dicha cifra (Bravo, 2011:203).⁶

¿Cuáles o cual fue el estudio que realizó la Comisión para determinar que ajuste *Bloomberg* es el adecuado? Mostrar análisis y resultados.

⁶ “La razón es que los (*sic*) betas menores a 1 son, por lo general, de empresas que tienen poco nivel de transacciones en los mercados (efecto de “pequeña empresa”), por lo tanto, son afectados por un retraso en la estimación correcta de los precios accionarios. Por el contrario, los precios con betas mayores a 1 son, por lo general, de acciones que se transan activamente (se trata de empresas más grandes usualmente) y pueden sufrir efectos de sobre-reacción a la nueva información” (Bravo, 2011:203).

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



4.4.1. Ecuación del ajuste *Bloomberg*

El parámetro *beta* resultante del ajuste *Bloomberg* se calcula con la siguiente ecuación⁷:

$${}^b\beta_k = \frac{2}{3} * \beta_k + \frac{1}{3}$$

Donde:

${}^b\beta_k$ = Es el parámetro *beta* para la entidad *k* resultante del ajuste *Bloomberg*.

β_k = Es el parámetro *beta* calculado para determinada entidad *k* con el criterio establecido en la disposición 4.3.3

4.5. Ajuste por desapalancamiento

Seguidamente, es necesario desapalancar las betas estimadas por la estructura de capital de la empresa, de forma que se pueda apalancar con la estructura de capital que el regulador considere adecuada para la industria.

Para desapalancar la *beta* de referencia es necesario conocer la tasa de impuesto corporativa para el mercado en cuestión y la estructura de capital de las empresas consideradas en la muestra. Por tanto, el parámetro *beta* de cada entidad seleccionada, se calcula 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 hidrocarburos que no esté distorsionada por el riesgo que el mercado percibe por el nivel de endeudamiento específico de cada empresa.
- Los parámetros *beta* estimados en la disposición 4.3.3 incluyen implícitamente el efecto del nivel de apalancamiento propio de cada entidad debido a que están basados en cotizaciones de mercado y dichas cotizaciones se derivan de elementos de riesgo perceptibles por los inversionistas, incluidos aquellos asociados con un incumplimiento potencial de compromisos financieros.

⁷ A diferencia de Sergio Bravo (2011), la Comisión determinó emplear los coeficientes de 2/3 y 1/3 en vez de 0.66 y 0.34, por considerarlos más precisos.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

4.5.1. Razón Deuda/Capital Contable

Para la determinación de la razón deuda/capital contable se requieren las hojas de balance de cada entidad, con la finalidad de obtener el dato correspondiente a la deuda como la variable denominada Deuda de largo plazo (D); así como el capital contable de la entidad (E).

Por tanto, se consideró que la razón deuda/capital contable de cada entidad es el promedio aritmético de dichas razones del periodo de muestra de 5 (cinco) años, tal como se detalla a continuación:

$$\left(\frac{D}{E}\right)_k = \frac{1}{5} \sum_{i=T-4}^T \left(\frac{D}{E}\right)_i$$

Donde:

$\left(\frac{D}{E}\right)_k$ = Es el promedio de las razones deuda-capital accionario de la entidad k.

$\left(\frac{D}{E}\right)_i$ = Es la razón deuda-capital accionario de la entidad k en el año i.

Es importante aclarar, que se consideran únicamente las razones deuda-capital accionario con valores positivos.

4.5.2. Tasa impositiva del mercado de referencia

Por utilizarse parámetros del mercado de referencia, en la fórmula de la disposición 4.5, se consideró la tasa corporativa del Impuesto Sobre la Renta combinada, es decir, federal y local, en Estados Unidos de América, disponible en el sitio web de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).⁸

⁸ Organisation for Economic Co-operation and Development (2021). Statutory corporate income tax rate. Recuperado de: https://stats.oecd.org/index.aspx?DataSetCode=Table_I11

4.5.3. Ecuación de ajuste por desapalancamiento

Los parámetros beta ajustados por desapalancamiento se calculan conforme la siguiente ecuación (Bravo, 2011:203):

$${}_{des}^b\beta_k = \frac{{}^b\beta_k}{1 + \left(\frac{D}{E}\right)_k (1 - \tau)}$$

Donde:

${}_{des}^b\beta_k$ = Es el parámetro *beta* para la entidad *k* ajustado por el desapalancamiento.

${}^b\beta_k$ = Es el parámetro beta para la entidad *k* resultante del ajuste *Bloomberg*.

$\left(\frac{D}{E}\right)_k$ = Es el promedio de las razones deuda-capital accionario de la empresa *k*, estimado conforme a lo dispuesto en la siguiente disposición 4.5.1.

τ = Es la tasa efectiva de impuestos del Año del cierre de muestra del mercado de referencia.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



1.1. Beta sectorial

Una vez que se obtienen todas las betas desapalancadas de cada empresa, con los criterios de la disposición 4.5 se obtiene un promedio ponderado de *betas*⁹ de la muestra seleccionada en el mercado de referencia, mediante la siguiente fórmula:¹⁰

$$\beta_s = \frac{\sum_{des}^b \beta_k * AT_k}{\sum AT_k}$$

Donde:

$\beta_s =$

Es la Beta sectorial obtenida del promedio ponderado de betas de las empresas que componen la muestra del mercado de referencia.

$\beta_k =$

Es la beta desapalancada de cada entidad de la muestra del mercado de referencia.

$AT_k =$

Es la Capitalización de mercado de cada entidad, calculada como el producto de las Acciones en circulación (*Shares Outstanding*)¹¹ por el precio de las acciones de dicha entidad al cierre del periodo de muestra empleado.

$\sum_{des}^b \beta_k * AT_k =$

Es la sumatoria del producto de las betas desapalancadas de cada entidad por la Capitalización del mercado de cada empresa.

$\sum AT_k =$

Es la sumatoria de la Capitalización del mercado de las empresas de la muestra representativa.

⁹ “Se debe encontrar un (*s/c*) beta promedio, pero este debe resultar del siguiente criterio: Las empresas que tendrán una mayor influencia sobre el rendimiento del sector serán las de mayor tamaño, que serán identificadas por tener los mayores activos. No obstante, estos activos deben derivar del dimensionamiento del patrimonio a precios de mercado, es decir, que se debe utilizar el patrimonio a precios de bolsa o la capitalización de mercado” (Bravo, 2011:207).

¹⁰ La fórmula se basa en Bravo (2011:207-208). A diferencia de la referencia señalada, la Comisión no empleó el valor de la deuda en esta fórmula, por considerarse que ya se utilizó en el desapalancamiento de las betas de cada empresa, de acuerdo con la fórmula de la disposición 4.5.1.

¹¹ Se pueden obtener de las hojas de balance de cada entidad en el sitio web de información financiera.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

5. Determinación parámetro *beta* específico de cada Permisionario de Transporte por ducto de gas natural en México

El parámetro *beta* definido en la disposición 4.6 anterior está libre de efecto por endeudamiento de cada entidad. Para reconocer el nivel de apalancamiento individual, la *beta* específica de cada entidad regulada en México se calcula de la siguiente manera:

$$\beta = \beta_S * \left[1 + \left(\frac{D}{E}\right) (1 - T_{ISR})\right]$$

Donde:

- β = Es el parámetro *beta* apalancado específico de la entidad regulada en evaluación.
- β_S = Es el promedio ponderado de las *betas* desapalancadas de la muestra de empresas con actividades de *midstream* en Estados Unidos de América
- $\frac{D}{E}$ = Es la razón deuda-capital propio de la entidad regulada en evaluación.
- T_{ISR} = Es la tasa impositiva sobre el rendimiento en México, conforme al artículo 9 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

6. Coeficiente de volatilidad entre la actividad de distribución y la actividad de transporte por ducto de gas natural

El ajuste para reflejar el riesgo de la actividad de distribución se lleva a cabo mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{\sigma_D}{\sigma_T} = \frac{\sigma^2_{distribución}}{\sigma^2_{transporte}}$$

Donde:

- $\frac{\sigma_D}{\sigma_T} =$ Es la razón de volatilidades de las actividades de distribución y transporte por ducto de Gas Natural.
- $\sigma^2_{distribución} =$ Es la volatilidad de la rentabilidad observada en la actividad de distribución por ducto en Estados Unidos de América.
- $\sigma^2_{transporte} =$ Es la volatilidad de la rentabilidad observada en la actividad de transporte por ducto en Estados Unidos de América.

En la cual, la volatilidad de cada uno de los servicios previamente mencionados fue calculada como la desviación estándar de los últimos 5 (cinco) años del precio ajustado de la acción de las empresas asociadas a la actividad de transporte y distribución de gas natural que operan en el mercado estadounidense, obteniendo un cociente de volatilidades de las actividades de distribución y transporte por ducto de gas natural inferior a 1 (uno).

La Comisión observa que derivado de las condiciones macroeconómicas del mercado mexicano, la actividad de distribución por ducto presenta un mayor riesgo a la actividad de transporte por ducto de gas natural debido a que son sistemas en continuo desarrollo para abastecer a un mayor número de usuarios, lo que implica desarrollar diversas estrategias comerciales para penetrar al mercado.

Por lo anterior, se determina que el cociente de volatilidades de las actividades de distribución y transporte por ducto de gas natural equivale a 1 (uno), siempre y cuando, el cálculo de éste referido anteriormente, sea inferior.

Hemos destacado una afirmación que hace la CRE con la que estamos de acuerdo.

Dado que este reconocimiento de que la distribución es más riesgosa y por tanto requeriría un mayor retorno, ¿por qué la CRE no refleja este riesgo en un premio sobre la actividad de transporte, tal como lo reconoce en la metodología vigente?

Según el apartado 3 de este Anexo I, “[p]or ser un mercado de referencia maduro que cuenta con información representativa, se utiliza el mercado

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
 Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
 Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



accionario de las empresas con actividades de midstream de Estados Unidos de América (EE. UU.) como referencia de los parámetros del Modelo CAPM". "Las actividades consideradas son: transporte, almacenamiento, procesamiento primario y comercialización de hidrocarburos", y no la distribución por ducto.

Lo anterior cobra relevancia si se toma en cuenta que en el apartado 6 de este Anexo I la CRE incluye en el cálculo de la rentabilidad un ajuste (o prima) para reflejar el riesgo de la actividad de distribución, el cual se determina con base en el coeficiente de volatilidad entre la actividad de distribución y la actividad de transporte por ducto de gas natural.

Según señala la CRE, y contrario a la intuición y la práctica, dicho coeficiente resulta en un valor inferior a uno, lo que implica que la volatilidad del precio de las acciones de empresas transportistas es mayor a la volatilidad del precio de las acciones de empresas distribuidoras.

Dado ese resultado, la CRE propone mantener en un valor neutro de uno (1) el ajuste por riesgo de la actividad. Lo anterior a pesar de que la propia CRE reconoce que "...derivado de las condiciones macroeconómicas del mercado mexicano, la actividad de distribución por ducto presenta un mayor riesgo a la actividad de transporte por ducto de gas natural debido a que son sistemas en continuo desarrollo para abastecer a un mayor número de usuarios, lo que implica desarrollar diversas estrategias comerciales para penetrar al mercado".

En este sentido, se considera que la CRE deberá:

- Transparentar completamente el cálculo de la corrida del Modelo CAPM desagregando todos sus parámetros.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

	<ul style="list-style-type: none">• Justificar la selección de empresas de la muestra y señalar si descartó algunas otras y porqué.• Dado que considera que la actividad de distribución es más riesgosa, establecer una metodología alternativa que refleje tal condición.
--	--

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



7. Rendimiento de la tasa libre de riesgo

La tasa libre de riesgo es el parámetro que indica el rendimiento con el que los inversionistas estarán satisfechos, si son indiferentes al riesgo (Ross *et al.*, 2012:736).

“Aunque ningún bono está completamente libre del riesgo de incumplimiento, los certificados y bonos del Tesoro de Estados Unidos se aproximan a este ideal tanto como es posible. Ningún instrumento del Tesoro ha incurrido en incumplimiento jamás y, por lo menos hasta el momento, se considera que ninguno de estos instrumentos corre el más leve peligro de futuro incumplimiento. Por esta razón, los instrumentos del Tesoro se consideran, en general, libres de riesgo” (*ibid*, 2012:396).

La Comisión consideró bonos de largo plazo, es decir, con vencimiento a 30 (treinta) años, por ser un instrumento de larga duración y equiparable al de un permiso de transporte o distribución por ducto de gas natural otorgado por la Comisión.

El periodo muestra de los datos de la tasa libre de riesgo contempla un horizonte de 5 (cinco) años, el Año de cierre de muestra y 4 años previos, en consistencia con la estimación de la Beta sectorial.

A continuación, se detalla la fuente utilizada:

Rendimiento de la tasa libre de riesgo	
Institución gubernamental	<i>U.S. Department of the Treasury</i>
Tipo de tasa	<i>Daily Treasury Yield Curve Rates 30 years</i>
Descripción:	<i>La curva se basa en los rendimientos de la oferta del mercado del cierre de los valores del Tesoro negociados en el mercado extrabursátil. Estos rendimientos de mercado se calculan a partir de una combinación de</i>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

	<i>cotizaciones obtenidas por el Banco de la Reserva Federal de Nueva York.</i>		
Frecuencia	Valores diarios.		
Unidad	Porcentaje (%)		
Fuente de consulta	https://www.treasury.gov/resource-center/data-chart-center/interest-rates/pages/TextView.aspx?data=yieldYear&year=2019		

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



Workplace
Wellness
Council-Mexico

7.1. Estimación de la tasa libre de riesgo

La ecuación utilizada para calcular la tasa libre de riesgo de largo plazo es:

$$r_f = \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n r_{ij}$$

Donde:

- r_f = Es el rendimiento de la tasa libre de riesgo del mercado de referencia de largo plazo estimado.
- r_{ij} = Es el rendimiento del bono a 30 años correspondiente al día j en el año i .
- i = Es el año i del periodo de muestra
- j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i .
- n = Es el último día hábil del mercado de referencia en el año i .
- T = Es el año del cierre del periodo muestra.
Es el año al que refiere 4 años antes del Año del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo.
- $T - 4$ = Es la cantidad de días hábiles del mercado de referencia comprendidos en el periodo de evaluación por 5 años.
- N =

8. Prima de mercado

8.1. Rendimiento del mercado accionario

El rendimiento del mercado accionario de Estados Unidos de América es calculado a partir de los rendimientos de la serie S&P 500 TR.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

8.1.1. Serie histórica considerada del índice S&P 500 TR

En consistencia con el periodo de muestra de la estimación de la Beta sectorial, la muestra de datos históricos de la serie S&P 500 TR cubre un periodo de 5 años, el Año cierre de muestra y 4 (cuatro) años previos. Las razones que sirven a este criterio son:

- Contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.
- Contar con una serie de datos suficientemente numerosa por conveniencia estadística.
- Congruencia metodológica con la estimación de la tasa libre de riesgo.

Las razones de recorte de series que enlista la Comisión son:

- a. Contar con un valor que refleje condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas.*
- b. Contar con una serie de datos suficientemente numerosa por conveniencia estadística.*
- c. Congruencia metodológica con la estimación de la tasa libre de riesgo.*

Por lo cual se solicita a la Comisión exponga y exhiba el análisis estadístico que le permitió llegar a estas conclusiones.

Toda vez que la variabilidad de los datos puede ser mayor cuando la ventana temporal es más corta, se solicita a la Comisión indique claramente cuáles fueron las medidas estadísticas usadas para aseverar que ventanas temporales de 5 años evitan la volatilidad de las variables en cuestión.

Se solicita la Comisión justifique que los cambios tan drásticos en el valor del LRM no afectará el desarrollo de la industria a gas natural y por lo tanto la economía de las regiones donde existe las redes de distribución de gas natural

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

8.1.2. Cálculo de rendimientos del mercado accionario en Estados Unidos de América

Se calcula el rendimiento o variación anual del mercado accionario de Estados Unidos de América con el índice S&P 500 TR, a partir de las siguientes ecuaciones:

$$r_m^d = \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n \ln \left(\frac{r_j}{r_{j-1}} \right)$$

Donde:

- r_m^d = Es el promedio aritmético diario del rendimiento del mercado accionario.
- r_j = Es el índice del día j .
- r_{j-1} = Es el índice del día hábil del mercado de referencia anterior al día j .
- i = Es el año i del periodo de muestra
- j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i .
- T = Es el año del cierre del periodo muestra.
Es el año al que refiere 4 años antes del Año
- $T - 4$ = del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo.
- n = Es el último día hábil del mercado de referencia en el año i .
- N = Es la cantidad de días con información del rendimiento de mercado en el periodo de evaluación por 5 años.

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

8.1.3. Ecuación del rendimiento del mercado anualizado

Para anualizar el Promedio aritmético diario obtenido, se asume una tasa de interés continua, conforme a la siguiente fórmula:

$$r_m = e^{r_m^d * \frac{1}{5}N} - 1$$

Donde:

- r_m = Es el rendimiento anualizado del mercado accionario en Estados Unidos de América, estimado para el periodo que va de los años T a $T-4$.
- r_m^d = Es el promedio aritmético diario del rendimiento del mercado accionario
- $\frac{1}{5}N$ = Es el promedio anual de la cantidad de días con información del rendimiento de mercado en el periodo de evaluación por 5 años, para anualizar r_m^d .

Se solicita a la Comisión explique porque la tasa equivalente anual del mercado accionario no es convertida con un periodo de 251.8 días, en lugar de tomar los días que componen un año.

Se solicita la Comisión detalle matemáticamente la consistencia de obtener una prima de mercado usando una tasa equivalente del mercado accionario convertida con 251.8 días y una tasa equivalente libre de riesgo usando un periodo de 365 días.

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

 ENGIE México



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE

Workplace
Wellness
Council-Mexico

<p>8.2. Prima de mercado</p> <p>La prima de mercado de Estados Unidos de América es calculada a partir de la diferencia entre el rendimiento de mercado accionario, calculado conforme a la disposición 9.1.3 anterior y el rendimiento de la tasa libre de riesgo en Estados Unidos de América estimado conforme a la disposición 8.1.</p> <p>La prima de mercado de Estados Unidos de América de largo plazo en términos nominales se define como:</p> $p = r_m - r_f$ <p>Donde:</p> <p>p = Es la prima de mercado estimada para el periodo de evaluación de los años T a $T-4$.</p> <p>r_m = Es el rendimiento del mercado accionario en Estados Unidos de América.</p> <p>r_f = Es el rendimiento de la tasa libre de riesgo en Estados Unidos de América.</p>	<p>En el contexto de inversiones a largo plazo es importante recoger un plazo significativo de comportamiento de mercado, dado el impacto de volatilidad de coyuntura de mercado y su carácter cíclico, y los cambios en las políticas monetarias. El tomar plazos de referencia tan cortos puede distorsionar la sostenibilidad de retorno sobre la inversión.</p> <p>En la serie histórica se puede observar que hay años e incluso periodos de 5 años en donde la prima de mercado es negativa y otros años y periodos en donde la prima de mercado es muy elevada y los efectos serían contrarios.</p> <p>Por lo anteriormente expuesto lo razonable es que la prima de mercado se calcule para un plazo de tiempo superior (generalmente se hace desde 1927), a efectos de que los efectos cíclicos se compensen y que la señal que se envíe, en cuanto a inversión, sea más estable y previsible, favoreciendo de esta forma las inversiones a largo plazo y evitando la volatilidad excesiva de las tasas de retribución.</p>
<p>9. Riesgo país</p> <p>Como se señaló anteriormente, al estimar el costo de capital en un mercado de referencia y emplearlo en un mercado emergente, es necesario aplicar un factor adicional denominado riesgo país.</p> <p>“El riesgo/país es un índice que intenta medir el grado de riesgo que tiene un país para las inversiones extranjeras y está dado por la sobretasa que paga un país por sus bonos en relación con la tasa que paga el Tesoro de Estados Unidos” (sic) (Sapag y Sapag, 2008:363-364).</p> <p>La Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) en su Gaceta Económica, analiza como indicador de riesgo país al Índice de Bonos de Mercados Emergentes Global o <i>Emerging Market Bond Index Global</i> (EMBIG) de JP Morgan para México.¹²</p>	

¹² Secretaría de Hacienda y Crédito Público (2020). Aumentó el riesgo país de la mayoría de las economías emergentes. Recuperado de: <https://www.gob.mx/shcp/gacetaeconomica/es/articulos/aumento-el-riesgo-pais-de-la-mayoria-de-las-economias-emergentes?tab=>

9.1. Determinación del Riesgo País

La ecuación utilizada para calcular el ajuste por riesgo país, acorde al periodo de muestra de la Beta sectorial, la tasa libre de riesgo y prima de mercado es:

$$r_p = \frac{1}{10,000} * \frac{1}{N} \sum_{i=T-4}^T \sum_{j=1}^n z_{ij}$$

Donde:

- r_p = Es el ajuste por Riesgo País de México estimado para el periodo muestra.
- z_{ij} = Es el valor, en puntos base, de la serie Índice de Bonos de Mercados Emergentes (*EMBIG*) México para cada día j en el año i .
- i = Es el año i del periodo de muestra
- j = Es el día hábil del mercado de referencia en el año i .
- T = Es el año del cierre del periodo muestra.
- $T - 4$ = Es el año al que refiere 4 años antes del Año del cierre del periodo muestra, para definir una duración de 5 años de dicho periodo.
- N = Es el total de valores diarios disponibles para la serie *EMBIG* México durante el periodo de referencia.
- 10,000 = Es el valor para expresar el promedio de las tasas de riesgo país en puntos porcentuales.

9.2. Fuente de la serie EMBI Global (EMBIG) México

Las especificaciones de la serie utilizada para la estimación del Riesgo País de México son las siguientes:

Institución	<i>Thomson Reuters Datastream</i>
Serie	<i>SPREAD - EMBIG México de J.P Morgan</i>
Frecuencia	Diaria

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



10. Ajuste de la tasa de costo de capital nominal a real

Para convertir el costo de capital nominal en términos reales, se deflacta la expectativa de inflación en los Estados Unidos de América. Las razones del ajuste son las siguientes:

- Debido que tanto los precios del mercado accionario, la tasa libre de riesgo, así como la prima de mercado están expresadas en términos nominales, la estimación del costo de capital está expresada en términos nominales.
- El descuento de la inflación debe ser congruente con el mercado de referencia utilizado. De esta manera, se calcula una tasa de costo de capital real para inversiones en las actividades de *midstream* en el mercado de referencia que es el de Estados Unidos de América.

De aprobarse una tasa en términos reales, la inflación anual no tendría sentido, pues probablemente sea un factor para exceder el LRM, además sería incongruente con la fórmula del flujo neto para la supervisión anual.

Por otro lado, la tasa de inflación que se utiliza para el cálculo de la tasa del 10.74 que aparece en el Acuerdo, es de 2.1%, lo cual está totalmente alejado de la inflación actual y proyectada. Nada garantizaría que, previo a emitir las DAGC la CRE actualice la proyección y reduzca la tasa.

10.1. Ecuación de ajuste por inflación

Una vez obtenido el valor del costo de capital nominal, mediante la disposición 1.1, se calcula el valor en términos reales a partir la siguiente fórmula:

$$r_e^R = \frac{1 + r_e^N}{1 + \pi_{EUA}} - 1$$

Donde:

- r_e^R = Es el costo de capital en términos reales.
- r_e^N = Es el costo de capital nominal del periodo muestra.
- π_{EUA} = Es la tasa de inflación esperada en Estados Unidos de América calculada como el promedio aritmético de la inflación proyectada durante el periodo de cinco años posteriores al Año de cierre del periodo de muestra.

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

10.2. Referencia de la inflación proyectada		
Institución	<i>Budget of the United States Government.</i>	
Índice	<i>Consumer Price Index (CPI)</i>	
Descripción	La Comisión utiliza este índice de inflación por provenir de una referencia confiable y pública.	
Fuente de consulta	https://www.govinfo.gov/app/collection/budget/	
11. Actualización del Costo de Capital		
A efecto de reflejar las condiciones macroeconómicas y del mercado, la Comisión revisará cada 5 (cinco) años el Costo de Capital a fin de evaluar su actualización, bajo los criterios definidos en el presente Anexo.		
ANEXO II		
CRITERIOS CONTABLES APLICABLES A LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE DISTRIBUCIÓN POR MEDIO DE DUCTOS DE GAS NATURAL		
1. Objetivo		
1.1.	Los presentes Criterios Contables tienen por objetivo definir el conjunto de lineamientos contables relativos a la prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos aplicable a empresas reguladas por la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión).	
1.2.	Son materia de los presentes Criterios contables:	
1.2.1.	La aplicación de normas particulares dadas a conocer en las Normas de Información Financiera (NIF);	
1.2.2.	Las aclaraciones a las normas particulares contenidas en las NIF.	
2. Disposiciones Generales		
2.1.	Los criterios y lineamientos contables de los Distribuidores deberán de ajustarse a la estructura básica que, para la aplicación de las NIF, definió el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), en la NIF A-1 “Estructura de las normas de información financiera”.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>2.2. Los Distribuidores observarán los lineamientos contables de las NIF, excepto cuando a juicio de la Comisión sea necesario aplicar una normatividad o un criterio de contabilidad específico, tomando en consideración que las entidades realizan operaciones reguladas.</p>	<p>Dejar a juicio de la Comisión seguir un criterio o normatividad abiertamente, no brinda certeza jurídica a los permisionarios. No debería quedar a criterio de la CRE la aplicación de las normas contables. Se ha visto que las normatividades de la CRE resultan contradictorias con las normas y criterios contables: NIF.</p>
<p>2.3. Los Estados Financieros de los Distribuidores deberán ser presentados por título de permiso y de manera independiente, considerando únicamente la información contable del permiso en evaluación.</p>	<p>Presentar por título de permiso ¿Qué mejora regulatoria y beneficio económico visualiza la Comisión para los permisionarios? Ya que actualmente, las empresas que cuentan con dos permisos operando presentan EFD consolidados por la razón social y a manera de anexo la separación por permiso de Balance General, Estado de Resultados.</p> <p>No se especifica el nivel de desagregación, ni indica si lo entregado hasta el momento es suficiente para dar cumplimiento, ya que mayor desagregación sería imposible por la naturaleza de los informes.</p> <p>En el caso de los costos y gastos comunes entre todos los permisos, incluyen aquellos conceptos inherentes al funcionamiento de las empresas que, por razones de operatividad y temas estructurales y de sistemas internos, no se pueden desagregar a todas las zonas. a información contable del permiso ¿Qué mecanismo emplearía la Comisión para reconocer las inversiones, costos y gastos que hacen parte de la operatividad de una compañía?</p> <p>¿Por qué la Comisión omite mencionar el tratamiento de inversiones, costos y gastos comunes entre los diversos permisos que operan algunos permisionarios?</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	En caso de considerar que los permisionarios no deben mantener costos y gastos comunes, ¿la Comisión ha elaborado análisis o cálculos para evaluar el impacto en tarifas? En caso de una respuesta afirmativa, ¿lo pueden dar a conocer a los permisionarios? ¿Cuál sería la explicación en términos de eficiencia?
2.4. La normatividad de la Comisión a que se refiere el numeral anterior será a nivel de normas de reconocimiento, valuación, presentación y, en su caso, revelación, aplicables a rubros específicos dentro de los Estados Financieros de los Distribuidores, así como de las aplicables a su elaboración.	¿Por qué la CRE no considera el concepto de supletoriedad? La CRE podría plantear las reglas para usa ese concepto.
2.5. No procederá la aplicación de criterios de contabilidad, ni del concepto de supletoriedad, en el caso de operaciones que por legislación expresa no estén permitidas o estén prohibidas, o bien, no estén expresamente autorizadas por la Comisión a los Distribuidores.	
2.6. Tomando en consideración que los Distribuidores llevan a cabo operaciones reguladas, es necesario determinar los criterios que adecuen las normas particulares de reconocimiento, valuación, presentación y, en su caso, revelación, establecidos por el CINIF. En tal virtud, los Distribuidores al observar lo establecido en los numerales anteriores, deberán de ajustarse a lo siguiente:	
2.6.1. En lo referente a la revaluación de activos monetarios y depreciación de activos fijos, temas en los que las NIF no definen un método único, se precisa el método aplicable en estos Criterios contables.	
2.6.2. Los Criterios contables abordan lo siguiente: a) La contabilidad a pesos constantes. b) La información sobre las partes relacionadas con las empresas reguladas. c) El catálogo de cuentas que conforman la estructura contable básica de los Distribuidores. d) La vida útil aplicable a los activos fijos regulados. e) Información complementaria que deberán presentar los Distribuidores. f) Conocer la posición, el desempeño y los resultados financieros de las empresas reguladas para verificar el cumplimiento de los ordenamientos jurídicos aplicables, en particular la regulación de precios y tarifas;	¿La CRE ha considerado los costos que implicaría la reactivación de la revaluación de activos posteriores a 2007 en los sistemas contables de los permisionarios? Este punto se contradice con lo estipulado en la disposición 3.7 del Anexo II El inciso b) implicaría costos adicionales y se solicita a la CRE especificar el contenido El inciso g) ya se encuentra contenido en el inciso f)

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



g) Evaluar el desempeño de los permisos regulados.	
<p style="text-align: center;">3. Definiciones</p> <p>Para los efectos de los presentes Criterios contables, además de las definiciones contenidas en la Ley de Hidrocarburos, en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en materia de desarrollo de los sistemas, acceso abierto y prestación de los servicios de distribución de Gas Natural por medio de ductos y en el Anexo A de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural, serán aplicables las siguientes, mismas que deberán entenderse en singular o plural:</p>	
<p>3.1. Activo fijo: es el activo tangible (físico) que:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Posee una entidad regulada por la Comisión, (sobre los cuales ya tiene los riesgos y beneficios) para su uso en la producción o suministro de bienes y servicios o para propósitos administrativos, sin un propósito inmediato de venderlos. b) Se espera usar generalmente durante más de un año o de un Periodo Regulatorio. c) Son sujetos a depreciarse por el uso y el tiempo, salvo algunas excepciones. d) Su costo se recupera a través de la obtención de beneficios económicos futuros, normalmente, por la prestación del servicio regulado. 	<p>No se detalla que tratamiento tendrán los intangibles que algunos permisionarios podrían tener reconocida en la Base de Activos Regulada en el esquema regulatorio vigente. Actualmente las empresas cuentan con activos como aplicaciones informáticas que se catalogan en los EEFF como “activos intangibles”. De acuerdo con este numeral, solamente se considera base de activo el tangible, sin embargo las aplicaciones informáticas albergan los sistemas facturadores, sistemas contables y otros que son inherentes a la operación, por tanto, ¿Qué mecanismo empleara la Comisión para reconocer los “activos intangibles” dentro de la base de activos?.</p> <p>¿Cuál es la razón de que la Comisión no incluya los activos intangibles dentro de la definición de activo y, en consecuencia, que no se reconozcan para efectos de rentabilidad, cuando se requieren para la actividad regulada y por tanto, deben tener una retribución?</p>
<p>3.2. Costos trasladables: los costos que los Distribuidores pueden transferir directamente a los usuarios.</p>	
<p>3.3. Criterios contables: la estructura contable básica que deberán usar los Distribuidores para la entrega de información financiera a la Comisión.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>3.4. Entorno económico: es el ambiente económico en el que opera una entidad, el cual, en determinado momento, puede ser inflacionario y no inflacionario, conforme a lo establecido en la NIF B10.</p>	
<p>3.5. Componente: es una porción representativa de una partida de activo fijo que usualmente tiene una vida útil regulatoria claramente distinta del resto de dicha partida de activo fijo. Una partida puede estar integrada por uno o varios componentes.</p>	
<p>3.6. IMCP: Instituto Mexicano de Contadores Públicos.</p>	
<p>3.7. Método de reexpresión: dependiendo del tipo de entorno en que opera la entidad, se establece lo siguiente: a) en un entorno inflacionario, deben reconocer los efectos de la inflación en la información financiera aplicando el método integral; y b) en un entorno no inflacionario, no deben reconocerse los efectos de la inflación del periodo, conforme a lo establecido en la NIF B10.</p>	<p>La CRE deberá considerar la reexpresión del B-10 en los activos, en consistencia con lo señalado en la disposición 14.1 inciso b fracción III. La retribución a una tasa real de una Base de Activos que no se actualiza, solo permitiría recuperar la amortización y la retribución a moneda corriente de cuando se hizo la inversión, pero en ningún caso se recuperaría la pérdida del valor de la moneda por la inflación, por lo que, de no considerar la reexpresión de los activos, la retribución debería considerar una tasa nominal. ¿Cuál sería el argumento de la Comisión para determinar que si una norma contable, en este caso particular, la NIF B-10, no reconoce inflación o reexpresión en los estados financieros en entornos no inflacionarios, se puede trasladar al aspecto financiero del negocio de distribución al no reconocer la inflación en las inversiones históricas reguladas para efectos de retribución a los permisionarios?</p> <p>¿Por qué la CRE no consideraría la actualización cuándo en la realidad para efectos de pagos de impuestos el fisco actualiza las cifras de activo?</p>
<p>3.8. NIF A-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Postulados Básicos”.</p>	
<p>3.9. NIF A-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Necesidades de los usuarios y objetivos de los estados financieros”.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



3.10. NIF A-7: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Presentación y revelación”.	
3.11. NIF B-10: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Efectos de la inflación”.	
3.12. NIF B-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Estado de flujo de efectivo”.	
3.13. NIF B-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Estado de resultado integral”.	
3.14. NIF B-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Estado de cambios en el capital contable”.	
3.15. NIF B-6: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Estado de situación financiera”.	
3.16. NIF C-1: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Efectivo y equivalentes de efectivo”.	
3.17. NIF C-10: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Instrumentos financieros derivados y relaciones de cobertura”.	
3.18. NIF C-11: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Capital contable”.	
3.19. NIF C-12: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Instrumentos financieros con características de pasivo y capital”.	
3.20. NIF C-13: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Partes relacionadas”.	
3.21. NIF C-2: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Inversión en instrumentos financieros”.	
3.22. NIF C-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Cuentas por cobrar”.	
3.23. NIF C-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Inventarios”.	
3.24. NIF C-5: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Pagos anticipados”.	
3.25. NIF C-6: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Propiedades, planta y equipo”.	
3.26. NIF C-9: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Provisiones, contingencias y compromisos”.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



3.27. NIF D-3: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Beneficio a los empleados”.	
3.28. NIF D-4: el apartado de las NIF del CINIF intitulado “Impuestos a la utilidad”.	
3.29. ORI: Otro resultado integral.	
3.30. Partes relacionadas: es toda persona o entidad que, individual o conjuntamente, directa o indirectamente, ejercen control o influencia significativa sobre los Distribuidores, están bajo su control o influencia, o están bajo el mismo control o influencia que ésta. Una descripción más detallada se incluye en la NIF C-13.	
3.31. Partidas monetarias: son aquéllas que se encuentran expresadas en unidades monetarias nominales sin tener relación con precios futuros de determinados bienes o servicios; su valor nominal no cambia por los efectos de la inflación por lo que se origina un cambio en su poder adquisitivo. Son partidas monetarias, el dinero, los derechos a recibir dinero y las obligaciones de pagar dinero.	
3.32. Partidas no monetarias: son aquéllas cuyo valor nominal varía de acuerdo con el comportamiento de la inflación, motivo por el cual, derivado de dicha inflación, no tienen un deterioro en su valor; éstas pueden ser activos, pasivos, capital o patrimonio contables.	
3.33. Valor razonable: el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición.	
3.34. Vida útil remanente: es el periodo de tiempo que se estima tendrán los activos fijos en uso dentro de los límites de su eficiencia productiva.	
3.35. Vida útil regulatoria: es el periodo durante el cual se estima que un activo fijo esté disponible para su uso y pueda generar ingresos para el Distribuidor.	
4. Reconocimiento de Activo Fijo	
4.1. Al momento de su adquisición, el Distribuidor deberá separar los componentes de una partida de Activo fijo, atendiendo las circunstancias específicas del propio Distribuidor y utilizando como base los componentes descritos en el apartado 11. <i>Catálogo de Cuentas.</i>	¿La CRE ha considerado los costos adicionales por este nivel de desagregación, que implica una reconfiguración de los sistemas contables?

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Como regla general, y adicional a lo señalado en el párrafo anterior, los Distribuidores deberán mostrar los componentes en los siguientes conceptos, reconstrucciones, mejoras, materiales y mantenimientos mayores. Con base en lo establecido en el numeral 44.3 de la NIF C-6.</p>	
<p>4.2. Los componentes de los Activos fijos se reconocerán a su costo de adquisición.</p> <p>El Distribuidor deberá valorar todos los costos de un componente en el momento en que se adquieren. Estos costos comprenden tanto los que se han incurrido inicialmente para adquirir o construir un componente, como los incurridos posteriormente para reemplazar el componente correspondiente o incrementar su servicio potencial.</p>	<p>Se requiere a la Comisión que justifique ampliamente las razones por las que estima consistente no reconocer la revaluación de los activos fijos, mientras que, por otro lado, sí considera la actualización por inflación en las tarifas, a fin de mantener el valor de los activos en el tiempo.</p> <p>¿Cómo considera la Comisión que deberá reconocerse la recuperación de costos por arrendamientos operativos o financieros, por ejemplo, los leasing, ya que por normativa contable no son registrados contablemente como costos y gastos, sino que se registran como activos y se amortizan en los pasivos, para los distribuidores representan un costo o gasto, sin embargo el tratamiento contable es distinto, ¿debería la Comisión considerar en la fórmula del flujo neto este tipo de gastos?</p>
<p>Los elementos del costo de adquisición, descritos con mayor detalle en el numeral 44.2 de la NIF C-6, comprenderán:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Integración. • Costos directamente atribuibles para que un componente pueda operar de la forma prevista por la administración. • Costos asociados con el retiro de un componente, que será reconocido de acuerdo con la NIF C-18. • Los costos que no deben formar parte del costo de adquisición, descritos con mayor detalle en el numeral 44.2.4.1, de la NIF C-6, comprenderán: <ul style="list-style-type: none"> a) Costos de actividades publicitarias o promocionales. b) Costos de administración y otros costos indirectos generales. 	
<p>4.3. No se reconocerán en el costo de adquisición de un componente, descrito en el numeral 4.2 anterior, los costos derivados del mantenimiento periódico o reparaciones del componente.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Las reparaciones y mantenimiento periódico deberán reconocerse en resultados conforme se devenguen, referidos principalmente a los costos de mano de obra o consumibles que pueden incluir el costo de partes pequeñas.</p>	
<p>4.4. Las inspecciones y mantenimientos mayores que tienen el efecto de prolongar de forma importante la vida útil de un componente más allá de la estimada originalmente, o de aumentar su productividad, se reconocerán en el costo de adquisición del activo como un componente reemplazado.</p> <p>Una vez reconocido este componente reemplazado, deberá darse de baja del activo sujeto a inspección o mantenimiento mayor, cualquier valor neto en libros de una inspección o mantenimiento mayor previo, que permanezca en dicho activo y forme parte de las partes físicas constituidas.</p> <p>Las inspecciones y mantenimientos mayores pueden estar sujetas a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	<p>¿Por qué se omiten los mantenimientos predictivos y correctivos? Ya que el de prolongar la vida útil también depende de los mantenimientos de menor impacto</p>
<p>4.5. Las adaptaciones o mejoras a un componente tienen el efecto de aumentar el valor del componente existente, ya sea porque aumentan su capacidad de servicio o prolongan su vida útil. Los costos que reúnan una o varias características anteriores, representarán adaptaciones o mejoras, y se reconocerán como un componente.</p> <p>El costo de las adaptaciones o mejoras debe reconocerse como un componente por separado del costo de adquisición del activo original y deberá clasificarse en subcuentas. El costo de adquisición de la adaptación o mejora puede estar sujeto a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	
<p>4.6. Las reconstrucciones aumentan el valor del activo y deben considerarse como componentes capitalizables. En la capitalización de las reconstrucciones se tomará en cuenta lo siguiente:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Si la reconstrucción ha sido prácticamente total, debe considerarse su costo de adquisición como un nuevo componente del activo, dando de baja el costo de la reconstrucción anterior. b) Si algunos componentes del activo dados de baja han sido aprovechados en la reconstrucción, el valor neto en libros de estos componentes debe incrementarse al costo de adquisición de la reconstrucción. c) Si la reconstrucción ha sido parcial, deben darse de baja los componentes reemplazados. 	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>d) El costo de reconstrucción puede estar sujeto a una vida útil diferente de la que se aplica al costo de adquisición del activo original.</p>	
<p style="text-align: center;">5. Inflación en Estados Financieros</p> <p>5.1. Los Distribuidores deberán reconocer los efectos de la inflación en los estados financieros que presenten a la Comisión.</p>	<p>¿Se solicita a la Comisión presentar los cálculos que en su caso haya realizado, en los que se demuestre que con la metodología propuesta y los criterios establecidos en el Anteproyecto los permisionarios pueden alcanzar el límite de rentabilidad máxima?</p> <p>¿Cuáles referencias de la regulación internacional revisó la Comisión para determinar que la BAR no debería ser reexpresada o revaluada?</p> <p>Se solicita la Comisión justifique matemáticamente que no existen inconsistencia al no reexpresar o ajustar por inflación la base de activos del permisionario y aplicar la fórmula de Flujo Neto con ingreso que si capturan los efectos inflacionarios anuales.</p> <p>Se solicita a la comisión indique si la metodología propuesta se aplica en algún otro país y como se elimina la omisión financiera de comparar montos con valor del tiempo diferentes en dicho país.</p>
<p>5.2. Con el fin de reconocer los efectos de la inflación, los Distribuidores aplicarán el Método de reexpresión, dependiendo del tipo de entorno en el que operan de acuerdo con lo establecido en la NIF B-10.</p>	
<p>5.3. Para efecto de estos Criterios contables, se considerará lo establecido en la NIF-B10 sobre que el entorno es inflacionario cuando la inflación acumulada de los 3 (tres) ejercicios anuales anteriores es igual o superior que el 26% (veintiséis por ciento) o el promedio anual del 8% (ocho por ciento) o en caso contrario se considerará que el entorno es no inflacionario.</p>	
<p>5.4. Al inicio de cada periodo contable, los Distribuidores deberán analizar si hubo cambio del entorno económico en el que opera; ante la confirmación, los Distribuidores atenderán las normas de reconocimiento contable establecidas en la NIF B-10, así como, las normas de revelación aplicables al entorno económico.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>5.5. Ante el cambio de un entorno económico no inflacionario a uno inflacionario, se establece que deben reconocerse los efectos acumulados de la inflación no reconocida en los periodos en los que el entorno fue calificado como no inflacionario. Con base en la NIF B-1, Cambios contables y correcciones de errores, dicha reconexión debe hacerse de manera retrospectiva. Los Distribuidores deberán observar, los lineamientos que, en su caso, emita el CINIF y que establecerán el número de años que el Distribuidor deberá reconocer como efectos acumulados de la inflación.</p>	
<p>6. Método para la determinación de la depreciación de los activos fijos</p> <p>6.1. Los Distribuidores determinarán la depreciación por el método de línea recta, establecido en la NIF C-6, que consiste en la multiplicación del costo de adquisición de cada componente del activo fijo por su tasa de depreciación.</p>	<p>Este método, que es el que se utiliza actualmente, resulta inconsistente con la amortización que se incluye en el cálculo del CAI, por tanto, este último debe ser modificado para guardar consistencia con el método de línea recta, en su caso, ¿Cuál es el motivo y beneficio de conservarlo?</p> <p>¿Es un error el hecho de que la Comisión considere en los Criterios contables el método de línea recta para la depreciación y otro método no lineal en el cálculo del CAI? O bien, ¿cuál es la razón de emplear dos metodologías diferentes para la depreciación?</p> <p>Se solicita a la Comisión aclare cual la interpretación correcta de la metodología de depreciación lineal en la fórmula de CAI y entregue un ejercicio numérico de esto</p>
<p>6.2. Las tasas de depreciación se aplicarán mensualmente a cada componente del activo fijo, por meses completos de utilización y se calculará tal como se detalla a continuación:</p> $\delta_i = \frac{1}{VU_i}$ <p>Donde:</p> <p>δ_i Tasa de depreciación del componente del activo i.</p> <p>VU_i Vida útil del activo i, expresada en meses, de conformidad con la Sección 7</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



del presente Anexo.																																																		
7. Vida útil inicial de los activos fijos																																																		
<p>7.1. Para el cálculo de la depreciación de los activos fijos de los Distribuidores de Gas Natural por medio de ductos, tomarán como parámetro de referencia las vidas útiles máximas regulatorias listadas en la siguiente tabla:</p> <p style="text-align: center;"><i>Tabla 1. Vida útil inicial de los activos</i></p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Cuenta</th> <th>Activos</th> <th>Años</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1440</td> <td>Terrenos</td> <td>N/A</td> </tr> <tr> <td>1441</td> <td>Derechos de vía</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1442</td> <td>Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1443</td> <td>Equipos de servicio</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1444</td> <td>Instalaciones para medidores y reguladores</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1445</td> <td>Ductos</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1446</td> <td>Equipo de medición y de regulación</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1447</td> <td>Medidores en servicio</td> <td>30</td> </tr> <tr> <td>1450</td> <td>Edificios</td> <td>20</td> </tr> <tr> <td>1451</td> <td>Mobiliario y equipo de oficina</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1452</td> <td>Equipo de cómputo</td> <td>3</td> </tr> <tr> <td>1453</td> <td>Equipo de transporte</td> <td>4</td> </tr> <tr> <td>1454</td> <td>Maquinaria y Herramienta</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1455</td> <td>Equipo de telecomunicación</td> <td>10</td> </tr> <tr> <td>1478</td> <td>Inventario de gas en línea</td> <td>N/A</td> </tr> </tbody> </table>			Cuenta	Activos	Años	1440	Terrenos	N/A	1441	Derechos de vía	30	1442	Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.	30	1443	Equipos de servicio	30	1444	Instalaciones para medidores y reguladores	30	1445	Ductos	30	1446	Equipo de medición y de regulación	30	1447	Medidores en servicio	30	1450	Edificios	20	1451	Mobiliario y equipo de oficina	10	1452	Equipo de cómputo	3	1453	Equipo de transporte	4	1454	Maquinaria y Herramienta	10	1455	Equipo de telecomunicación	10	1478	Inventario de gas en línea	N/A
Cuenta	Activos	Años																																																
1440	Terrenos	N/A																																																
1441	Derechos de vía	30																																																
1442	Estructuras para compresores y equipos de regulación y medición y mejoras.	30																																																
1443	Equipos de servicio	30																																																
1444	Instalaciones para medidores y reguladores	30																																																
1445	Ductos	30																																																
1446	Equipo de medición y de regulación	30																																																
1447	Medidores en servicio	30																																																
1450	Edificios	20																																																
1451	Mobiliario y equipo de oficina	10																																																
1452	Equipo de cómputo	3																																																
1453	Equipo de transporte	4																																																
1454	Maquinaria y Herramienta	10																																																
1455	Equipo de telecomunicación	10																																																
1478	Inventario de gas en línea	N/A																																																
<p>7.2. La Comisión podrá autorizar, a solicitud del Distribuidor, una vida útil distinta a la establecida en la Tabla 1 del presente anexo para todos aquellos componentes que conformen las cuentas anteriormente mencionadas, de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la</p>																																																		
<p>Se entiende que se Vida útil regulatoria propuesta es un parámetro máximo, sin embargo, la vida útil de los Equipos de medición y regulación típicamente considerada en 20 años y para medidores en servicio 10 años</p> <p>Algunas empresas, para cumplir con sus obligaciones en Bolsa, presentan sus Estados financieros bajo estándares internacionales. En este sentido, de acuerdo con las NIIF, el método de depreciación a utilizar y la vida útil de los activos deberán quedar establecidos en las políticas establecidas por la compañía “ NIC8, Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores “, por lo que las vidas útiles de algunos activos pueden diferir de los propuestos por la Comisión.</p> <p>De ajustarse contablemente los parámetros como los indica la CRE se aceleraría la depreciación de los activos que actualmente cuentan con una vida útil superior, impactando de forma negativa en los resultados de la compañía.</p> <p>Adicionalmente, no se considera la vida útil de sistemas.</p> <p>Respecto a las vidas útiles, ¿cómo se garantiza que se reconozcan las vidas útiles que se estén considerando actualmente y sean diferentes de las establecidas en el Anteproyecto y cómo se garantiza que las empresas que cotizan en Bolsa tengan la flexibilidad que permiten las normas internacionales para la determinación de vidas útiles? La Comisión no puede impedir que los permisionarios que deben cumplir con las normas internacionales emitan sus estados financieros con dichas normas y no con las normas locales.</p> <p>Para los permisos que tienen activos con vidas útiles superiores a las que se presentan en la Disp. 7.1 y en el entendido de que la regulación no</p>																																																		

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>industria y siempre que el Distribuidor demuestre que el cambio se justifica en términos de eficiencia en función de las características específicas de los activos; con la salvedad de que no podrán ser superiores a los años de vida útil establecida, con las excepciones del numeral 7.4.</p>	<p>tendrá efectos retroactivos es necesario que los activos que hayan sido autorizados con vidas útiles superiores a las presentadas concluyan su depreciación.</p>
<p>7.3. La Comisión podrá revisar las vidas útiles probables y remanentes para, en su caso, ajustar las tasas de depreciación.</p> <p>a) La Comisión considerará inapropiadas las vidas útiles propuestas por los Distribuidores cuando estas no sean consistentes con parámetros utilizados nacional o internacionalmente y/o no correspondan con los estándares de la industria regulada.</p> <p>b) Para que la Comisión determine un cambio de vida útil distinto al previamente utilizado, el Distribuidor deberá presentar la justificación técnica y económica junto con la solicitud de tarifas máximas y otros cargos regulados, y podrá reflejar el ajuste aprobado en los EFD del siguiente año sujeto a supervisión. En caso contrario, la Comisión tomará las previamente empleadas para efectuar el cálculo de la tasa de rentabilidad anual.</p>	<p>Deja abierto a que la CRE pueda modificar de acuerdo a su criterio las VU de los elementos de activo fijo, sin tener en cuenta el análisis que permite el estándar internacional.</p>
<p>7.4. Para el caso de “Derechos de vía”, se tomará como vida útil la correspondiente con la duración de los derechos. En este sentido, las vidas útiles de esta cuenta serán propuestas por los Distribuidores y aprobadas, en su caso, por la Comisión.</p>	<p>La vida útil depende de documentos o contratos que se firman con propietarios, por lo que sería ineficiente poner a aprobación de la CRE cada uno de ellos, ¿la CRE ha considerado la operación de las distribuidoras y el obstáculo para el desarrollo del sistema que podría generar este punto?</p>
<p>7.5. Para el caso de activos fijos que no se encuentren en la Tabla 1, así como otros activos fijos, la Comisión determinará su vida útil regulatoria de conformidad con las mejores prácticas y/o estándares de la industria.</p>	
<p style="text-align: center;">8. Revaluación de activos fijos</p> <p>8.1. La revaluación de activos es un método para actualizar contablemente los valores de los bienes que conforman el activo de un Distribuidor, por lo tanto, al no producir efectos tangibles en beneficio de los usuarios, no puede ser aceptada para efectos regulatorios.</p>	<p>La Comisión debe considerar el daño económico que representa no reconocer la revaluación de activos, ya que actualmente se reconoce hasta 2007 dentro de la BAR.</p> <p>La no reexpresión de la BAR de acuerdo con la inflación tendría un impacto muy relevante en la rentabilidad obtenida. Si no se inflacta la BAR, la amortización y la rentabilidad de activos en años posteriores serán en la moneda del año en el que se hicieron las inversiones, por lo tanto, se perdería la inflación y nunca se obtendría la tasa</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	<p>de rentabilidad aprobada (que se encuentra en términos reales).</p> <p>Favor de explicar a qué se refiere la Comisión cuando señala que reconocer la reexpresión de la Base de Activos Regulada “implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor”. ¿Cuál podría ser un ejemplo de esto? Lo anterior, dado que el objetivo de los permisionarios no es la venta de los activos y el fin único de la reexpresión es recibir una rentabilidad razonable como lo establece la propia regulación.</p>
<p>Optar por el modelo de la revaluación implicaría, por una parte, reconocer en otras partidas integrales ganancias aún no devengadas que se generarán por el uso o la venta posterior del activo, y, por otra parte, reconocer pérdidas no devengadas aun cuando el monto recuperable del activo indique que no tiene deterioro de su valor.</p>	<p>Esto no es verdad, ya que la función de la reexpresión es únicamente reconocer el valor presente de los activos adquiridos en el pasado, es decir, reconocer el valor del dinero en el tiempo. ¿Cuál fue el ejercicio o ejercicios de análisis que la Comisión evaluó para llegar a esta conclusión?</p>
<p>8.2. Para efectos regulatorios no se reconocerá el valor razonable utilizado en el modelo de la revaluación, ya que en algunos activos es altamente volátil, conduciendo a errores en la toma de decisiones debido a los cambios observados en su valor desde la fecha de los estados financieros hasta la fecha de su aprobación para emisión a terceros.</p>	
<p>8.3. Se reconocerán los activos reportados por los Distribuidores conforme a la NIF C-6, los cuales serán evaluados considerando su costo de adquisición. La Comisión en ningún momento reconocerá otro método de evaluación.</p>	
<p>9. Presentación de información</p> <p>9.1. La información señalada en los presentes Criterios Contables se presentará dictaminada por contador público conforme a las normas y procedimientos de auditoría emitidos por el IMCP, a más tardar el último día hábil del mes de mayo del año en curso.</p>	<p>Se insta a la Comisión que replantee los plazos para entrega de los estados financieros por permiso, o bien, se establezca un mecanismo más flexible para llevar a cabo el trámite de</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	supervisión, dado que no sería posible cumplir con el plazo de entrega establecido.
9.2. El contador público que dictamine deberá estar registrado ante el Servicio de Administración Tributaria, conforme a lo establecido por el artículo 52, fracción I, del Código Fiscal de la Federación y a lo establecido por el artículo 52 del Reglamento del Código Fiscal de la Federación.	
9.3. Los Distribuidores deberán presentar sus estados financieros dictaminados por contador público.	
10. Estructura	
10.1. Los Distribuidores presentarán la información contable requerida sobre bases uniformes y con el detalle necesario para su análisis y comparabilidad. Para tal efecto, se presenta el catálogo de cuentas que los Distribuidores deberán utilizar en sus informes a la Comisión. En este sentido, la información contable y financiera que se utilizará para efectos del presente catálogo de cuentas será exclusivamente aquella relacionada con el servicio de distribución por medio de ductos de gas natural.	¿A qué se refiere con “detalle necesario para su análisis y comparabilidad”? Dicho detalle ¿Qué beneficio regulatorio y gestión de información tienen para el permisionario? Se solicita a la Comisión que señale un plazo razonable de adaptación de los sistemas contables a la nueva estructura propuesta en el Anteproyecto
10.2. En su contabilidad, para fines distintos a la prestación del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos, los Distribuidores podrán emplear principios y estructuras contables distintos a los señalados en los presentes Criterios contables.	
10.3. Los efectos derivados de las transacciones que lleve a cabo un Distribuidor con otras entidades, de las transformaciones internas y de otros eventos, que la han afectado económicamente, deben reconocerse en su totalidad, en el momento en el que ocurren, independientemente de la fecha en que se consideran realizados para fines contables. De acuerdo con lo establecido en la NIF A-2 Postulados Básicos, Devengación Contable.	Se pide a la Comisión aclarar los conceptos, en todo caso se deben reconocer conforme a los criterios contables, si no se hace de esta manera habría inconsistencia entre la información financiera, vs la contabilidad regulatoria.
10.4. Con base en lo establecido en la NIF A-2 Postulados Básicos, Asociación de Costos y Gastos con Ingresos, para el caso de costos y gastos, los Distribuidores deben identificarlos con el ingreso que generen en el mismo periodo contable, independientemente de la fecha en que se realicen. Esto es, los ingresos deben reconocerse en el periodo contable en el que se <i>devenguen</i> , identificando los costos y gastos que se incurren o consumieron en el proceso de generación de dichos costos.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>La asociación de los costos y gastos con los ingresos se lleva a cabo:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Identificando los costos y gastos que se erogaron para beneficiar directamente la generación de ingresos en el periodo; b) Deben estar estrictamente relacionados con la prestación del servicio regulado de distribución de gas natural por medio de ductos. 	
<p>10.5. Los Distribuidores deberán presentar a la Comisión la Balanza de Comprobación (BC), que es el documento contable que incluye y enlista los saldos y movimientos de todas las cuentas y subcuentas de activo, pasivo, capital, ingresos, costos, gastos y cuenta de orden, que además muestran la afectación en las distintas cuentas, y que contendrá los siguientes datos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Distribuidor: es el nombre del Distribuidor señalando además el número de Permiso otorgado por la Comisión. b) Año: es el año por el que se envía la balanza de comprobación. c) Número de cuenta: es la clave de las cuentas o componentes que integran la balanza de comprobación, conforme al presente catálogo de cuentas. d) Rubro: será el rubro al cual pertenece la cuenta, podrá ser "Balance General" o "Estado de resultados". e) Sub-rubro: será el sub-rubro al cual pertenece la cuenta identificando si forma parte del Balance General o Estado de resultados. Podrá agruparse observando el catálogo de cuentas. f) Descripción: es la denominación de la cuenta o componente que integra la balanza de comprobación. g) Saldo inicial: es el monto del saldo inicial de las cuentas o componentes en el año. h) Debe: es el monto correspondiente a la suma de los movimientos deudores de las cuentas o componentes en el año. i) Haber: es el monto correspondiente a la suma de los movimientos acreedores de las cuentas o componentes en el año. j) Saldo final: es el monto del saldo final de las cuentas o componentes en el año. 	
<p>10.6. Con base en lo establecido en la NIF A-3, el Distribuidor deberá de presentar los cuatro estados financieros básicos, como se detallan a continuación:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Estado de situación financiera: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-6. 	<p>Actualmente se presentan Estados Financieros dictaminados en los cuales, efectivamente, de acuerdo a la norma incluyen los 4 estados básicos, sin embargo, para estados financieros por permiso se presentan únicamente estado de situación financiera, estado de resultados integral y un</p>

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<ul style="list-style-type: none"> b) Estado de resultado integral: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-3. c) Estado de cambios en el capital contable: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-4. d) Estado de flujos de efectivo: se deberán observar las normas generales establecidas en la NIF B-2. 	<p>anexo en el cual se hace un desglose de capital por permiso, pero no es un estado de cambios en el capital. Si se solicitan los 4 estados financieros básicos por cada permiso, la información requerirá un tiempo mayor de preparación y un cambio en los sistemas que se han desarrollado actualmente para hacer más ágil el proceso de presentación.</p>
<p>10.7. Los Distribuidores deberán de presentar su información financiera dando cumplimiento a lo establecido en la NIF A-7, referente a las normas generales aplicables a la presentación y revelación de la información financiera.</p>	
<p>10.8. La estructura de los estados financieros, que el Distribuidor informará a la Comisión, utilizará el catálogo de cuentas, descrito en la sección 11 siguiente, mismo que contendrá de manera enunciativa más no limitativa, la estructura descrita a continuación:</p> <p style="text-align: center;"> <i>Tabla 2. Estado de situación financiera</i> <i>Tabla 3. Estado de resultado integral</i> <i>Tabla 4. Estado de cambios en el capital contable</i> <i>Tabla 5. Estado de flujo de efectivo</i> </p>	<p>Estas tablas representan mayor carga, lo que implicaría un mayor plazo para la presentación de Estados Financieros.</p>
<p style="text-align: center;">11. Catálogo de cuentas</p> <p>A continuación, se detalla la descripción de cada una de las cuentas que empleará el Distribuidor:</p> <p>11.1. El grupo de cuentas 1100 a 1149 deberá ser utilizado para el registro del Efectivo y equivalentes de efectivo del Distribuidor, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-1.</p>	
<p>11.2. El grupo de cuentas 1150 a 1199 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a “Inversiones en instrumentos financieros” del Distribuidor, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-2 y la NIF C-10.</p>	
<p>11.3. El grupo de cuentas 1200 a 1279 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a “Cuentas por cobrar” a favor del Distribuidor de acuerdo con lo señalado en la NIF C-3.</p> <p style="padding-left: 40px;">11.3.1. En las cuentas 1210 a 1219 “Cuentas por cobrar a distribuidores”, se deberá de registrar los adeudos de los Distribuidores a los distribuidores por concepto de servicio de transporte, servicio de conexión, ventas de gas para balanceo,</p>	<p>¿La CRE ha considerado los costos y carga administrativa que conlleva? Adicionalmente, representa reconfigurar las cuentas contables.</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>penalizaciones, servicio de desconexión – reconexión y otros conceptos. Se deberán abrir subcuentas o auxiliares que permitan conocer el saldo detallado de cada Distribuidor por cada uno de los conceptos anteriores.</p> <p>11.3.2. En las cuentas 1220 a 1229 “Cuentas por cobrar a comercializadores”, se deberá de registrar los adeudos de los comercializadores por concepto de gas, servicio de distribución, servicio de conexión, ventas de gas para balanceo, penalizaciones, servicio de desconexión – reconexión y otros conceptos. Se deberán abrir subcuentas o auxiliares que permitan conocer el saldo detallado de cada comercializador por cada uno de los conceptos anteriores.</p> <p>11.3.3. En las cuentas 1230 a 1239 “Cuentas por cobrar por servicios”, se registrarán los adeudos de los usuarios a los Distribuidores por concepto de ventas de gas, servicio de transporte, servicio de desconexión y reconexión, ventas de gas para balanceo, penalizaciones y otros conceptos.</p> <p>11.3.4. En las cuentas 1240 a 1249 “Estimación para cuentas incobrables”, se registrará el monto de aquellas cuentas por cobrar sobre las que se tenga incertidumbre respecto a su recuperación, de conformidad con lo establecido en la NIF C-3.</p> <p>11.3.5. En las cuentas 1250 a 1255 “Otras cuentas por cobrar”, se registrarán aquellos otros derechos de cobro a favor del Distribuidor por cualquier otro concepto diferente a los detallados anteriormente.</p> <p>11.3.6. En las cuentas 1256 a 1259 “Cuentas por cobrar de largo plazo”, se deberá de registrar las cuentas por cobrar de largo plazo de conformidad con lo establecido en la NIF C-3.</p> <p>11.3.7. En las cuentas 1260 a 1279 “Cuentas por cobrar a partes relacionadas”, se deberán registrar los saldos de partes relacionadas que existan a favor del Distribuidor para lo cual se deberán mantener controles auxiliares de cada una de dichas partes relacionadas y por cada tipo de operación que se desarrolle. De acuerdo con las reglas que señala la NIF C-13.</p>	
<p>11.4. El grupo de cuentas 1300 a 1339 deberá ser utilizado para el registro de los conceptos correspondientes a “Inventarios” de acuerdo con lo señalado en la NIF C-4.</p> <p>11.4.1. En las cuentas 1310 a 1319 “Materiales y refacciones”, se registrarán los materiales disponibles para la operación de distribución, conexión y de mantenimiento. En específico se podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, refacciones, artículos en proceso de fabricación, ductos, guarniciones, material de taller, herramientas u otros materiales de abastecimiento. Se deberá contar con auxiliares de los inventarios y deberá mostrarse en subcuentas por separado el saldo de los materiales y refacciones para cada servicio.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>11.4.2. En las cuentas 1320 a 1329 “Medidores”, se registrarán el valor de los medidores que se tengan disponibles para nuevas conexiones.</p> <p>11.4.3. En las cuentas 1330 a 1338 “Otros materiales y refacciones”, se registrarán los materiales disponibles que no estén destinados al mantenimiento de los sistemas ni a la prestación del servicio de distribución y conexión. En específico se podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, refacciones, artículos en proceso de fabricación, ductos, guarniciones, material de taller, herramientas u otros materiales de abastecimiento.</p> <p>11.4.4. En la cuenta 1339 “Estimación para materiales obsoletos y de lento movimiento”, se registrarán los valores de materiales obsoletos o de lento movimiento.</p>	
<p>11.5. El grupo de cuentas 1340 a 1359 “Pagos anticipados”, se deberá utilizar para el registro de los pagos anticipados del Distribuidor, de conformidad con las reglas establecidas en la NIF C-5.</p>	
<p>11.6. El grupo de cuentas 1360 a 1389 “Otros activos a corto plazo”, se deberá utilizar para el registro de los otros activos a corto plazo, de acuerdo con las reglas establecidas en la NIF C-3 y NIF C-5.</p>	
<p>11.7. El grupo de cuentas 1390 a 1399 “Activos disponibles para venta”, se deberá utilizar para el registro de los activos disponibles para venta, de acuerdo con las reglas establecidas en la NIF C-6 y NIF C-15.</p>	
<p>11.8. El grupo de cuentas 1400 a 1799 deberá ser utilizado para el registro de los activos fijos de los Distribuidores de acuerdo con lo señalado en la NIF C-6 y los criterios de adecuación que al efecto expida la Comisión en los capítulos 4, 5, 6, 7 y 8 de los presentes Criterios contables.</p> <p>11.8.1. En la cuenta 1440 “Terrenos”, se incluirá el costo de los siguientes rubros:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Terrenos que se utilizarán para la construcción y operación de las líneas de distribución. b) Terrenos para almacenes, estaciones, oficinas, talleres y otras necesidades. c) Terrenos para tener acceso o salida de la propiedad. d) Terrenos adjuntos al derecho de vía y se utilicen para el almacenamiento de materiales. e) Retiro de propiedades de terceros y su reubicación en otro sitio. 	<p>Los sistemas contables de algunas empresas no permiten un desglose tan amplio del rubro de terrenos ni de ningún otro componente de los activos tal y como se solicita en el nuevo catálogo propuesto en el Anteproyecto. En la actualidad este desglose no hace parte de ningún estado financiero dictaminado, individual o consolidado auditado por externos.</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



- f) Terrenos para reubicar dichas propiedades, cuando el Distribuidor decida asumir tales costos.

Los ingresos provenientes de la venta de materiales o mejoras adquiridas como parte de los terrenos, menos cualquier costo de retirarlos del mismo, se acreditará a esta cuenta y podrá incluir, de manera enunciativa más no limitativa, comisiones pagadas a terceros, compensación de agentes de bienes raíces y gastos cuando éstos se asignen específicamente a la compra de los terrenos, el costo de limpiar y nivelar zonas bajas o sumergidas, gastos de arbitraje en casos de litigio, gastos de expropiación, incluyendo costos judiciales y de asesoría legal, gastos de ingeniería topográfica y deslinde en relación con la compra de terrenos, gastos judiciales para liberar o defender títulos de propiedad, honorarios legales o notariales, impuestos acumulados y adquiridos en el momento de la compra, pagos para la liberación de gravámenes sobre la propiedad, planos y mapas, primas sobre indemnizaciones, registro y depósito de títulos de propiedad y planos, retiro y reubicación de construcciones y otras estructuras no adquiridas, zanjas para desviar una corriente de agua.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Terrenos*, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14401	Terrenos
14402	Elaboración de plano <i>as-built</i>
14403	Comisiones pagadas a terceros
14404	Compensación de agentes de bienes y raíces (únicamente para la compra de los terrenos)
14405	Limpieza y nivelación de zonas bajas o sumergidas
14406	Gastos de arbitraje en temas de litigio
14407	Gastos de expropiación
14408	Gastos de ingeniería topográfica y deslinde en relación con la compra de terrenos
14409	Gastos judiciales para liberar o defender títulos de propiedad
144010	Honorarios legales o notariales
144011	Impuestos acumulados y adquiridos en el momento de la compra
144012	Pagos para la liberación de gravámenes sobre la propiedad; planos y mapas
144013	Primas sobre indemnizaciones; registro y depósito de títulos de propiedad y planos
144014	Retiro y reubicación de construcciones y otras estructuras no adquiridas

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



	144015	Zanjas para desviar una corriente de agua																		
	144016	Reconstrucciones																		
	144017	Mejoras																		
	144018	Materiales y mantenimientos mayores																		
	144019	Otros componentes terrenos																		
<p>11.8.2. En la cuenta 1441 “Derechos de vía”, se incluirá el costo de los derechos de vía o de servidumbre que se utilicen para la construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución, el costo de derechos de uso de suelo para el almacenamiento de material que se encuentre adjunto al derecho de vía y el costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, gastos de expropiación, gastos de ingeniería topográfica y de deslinde en relación con el derecho de vía, honorarios y costos de registrar y depositar títulos de propiedad y planos, pagos para agentes de bienes raíces externos, pagos por concepto de consentimiento, opciones y derechos de servidumbre, pagos por liberación y descargo de gravámenes y cargos en contra de los terrenos afectados por los derechos de vía, planos y mapas, primas sobre indemnizaciones, resoluciones y costos decretados por la liberación o defensa de títulos de propiedad.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Derechos de vía</i>, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p>			<p>No hay posibilidad de clasificar componentes en los sistemas contables</p>																	
	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14411</td> <td>Derechos de uso de suelo</td> </tr> <tr> <td>14412</td> <td>Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción</td> </tr> <tr> <td>14413</td> <td>Títulos de propiedad</td> </tr> <tr> <td>14414</td> <td>Reconstrucciones</td> </tr> <tr> <td>14415</td> <td>Mejoras</td> </tr> <tr> <td>14416</td> <td>Materiales y mantenimientos mayores</td> </tr> <tr> <td>14417</td> <td>Otros componentes derechos de vía</td> </tr> </tbody> </table>		Componente	Descripción	14411	Derechos de uso de suelo	14412	Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción	14413	Títulos de propiedad	14414	Reconstrucciones	14415	Mejoras	14416	Materiales y mantenimientos mayores	14417	Otros componentes derechos de vía		
Componente	Descripción																			
14411	Derechos de uso de suelo																			
14412	Costo del taller adjunto al derecho de vía durante la construcción																			
14413	Títulos de propiedad																			
14414	Reconstrucciones																			
14415	Mejoras																			
14416	Materiales y mantenimientos mayores																			
14417	Otros componentes derechos de vía																			
<p>11.8.3. En la cuenta 1442 “Estructuras y mejoras”, se incluirá el costo de las estructuras e instalaciones afines para el equipo de regulación y medición utilizado en las operaciones de distribución de gas. También incluirá el costo de mejoras a las estructuras y sus instalaciones afines, y el costo de limpiar, rellenar y nivelar el terreno tanto antes como después de la construcción de las estructuras, cuando dichas mejoras estén directamente relacionadas con las funciones y estructuras mencionadas anteriormente.</p>																				

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, banquetas, cajas de protección, calderas, caminos de acceso, cercado, cisternas, edificio, equipo para elevación de carga adjunto al edificio, muelle de carga, pararrayos, pozos de agua, red de distribución de agua contra incendio, sistema de drenaje, sistema de rociadores, sistema de ventilación, sistemas de purga, soporte para tuberías y tinacos.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Estructuras y mejoras*, el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14421	Caja de protección
14422	Calderas
14423	Caminos de acceso
14424	Cisternas
14425	Equipo para elevación de carga
14426	Red de distribución de agua contra incendio
14427	Caseta de medición y regulación interconexión
14428	Kit de accesorios entrada de caseta
14429	Lote de accesorios <i>swagelock</i> y <i>tubing</i>
144210	Modificación estación
144211	Sistema de tierras
144212	Modificación en EMR
144213	Arreglo de tubería
144214	Sistema de rociadores
144215	Sistema de ventilaciones
144216	Sistema de purgas
144217	Otros componentes estructuras para compresores
144218	Reconstrucciones
144219	Mejoras
144220	Materiales y mantenimientos mayores
144221	Otros componentes estructuras y mejoras

11.8.4. En la cuenta 1443 "Equipos de servicio", se incluirá el costo de equipos de servicios instalados desde el punto conexión troncal hasta, e incluyendo el punto de cierre del medidor, ya sea interior o exterior, cuando el Distribuidor incurra en dicho costo o

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
 Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
 Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



cuando asuma responsabilidad total para el mantenimiento y reemplazo de la propiedad pagada por el Usuario y/o Usuario final.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, camisas para tuberías, equipo para goteo, excavación, incluyendo apuntalamiento, anclaje, puenteo, relleno y retiro de escombros, inspección municipal, levantamiento de pavimento, incluyendo corte y reemplazo de pavimento, base de pavimento y banquetas, permisos, registros de válvulas, tapas de registros, tuberías y accesorios, incluyendo silletas, uniones T y otros accesorios en la tubería troncal.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Equipos de servicio* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14431	Camisas para tuberías
14432	Equipo para goteo
14433	Excavación
14434	Inspección municipal
14435	Levantamiento de pavimento
14436	Permisos
14437	Registro de válvulas
14438	Tapas de registro
14439	Tuberías de acero
144310	Tubería de Polietileno
144311	Reconstrucciones
144312	Mejoras
144313	Materiales y mantenimientos mayores
144314	Otros componentes equipos de servicios

11.8.5. En la cuenta 1444 "Instalaciones para medidores y para reguladores", se incluirá el costo de mano de obra y materiales utilizados, así como los gastos ocasionados en relación con la instalación original de los reguladores y medidores.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, accesorios, barras de medición, candados, cerraduras, estantería, mano de obra, sellos, tubería y ventilas para reguladores.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com

    ENGIE México



 Workplace
Wellness
Council-Mexico

11.8.6. En la cuenta 1445 “Ductos”, se incluirá el costo de los ductos de distribución desde la línea de transporte hasta la línea de servicio del Usuario y/o Usuario final. El Distribuidor deberá mantener auxiliares que permitan conocer por separado el valor de las acometidas y de las líneas de alta, media y baja presión, por tipo de material, por diámetro y por sector geográfico.

El costo de la tubería y su instalación, desde las líneas de distribución hasta la toma del Usuario final o hasta 30 metros (conexión estándar), se deberá registrar en esta cuenta.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, accesorios, accesorios para tuberías, apertura y llenado de zanjas, colocación de tuberías, daños en propiedad ajena, equipo de protección catódica, escurrimientos, excavación, incluyendo apuntalamiento, anclaje, puenteo, relleno y retiro de escombros, inspección municipal, levantamiento de pavimento, incluyendo corte y reemplazo de pavimento, base de pavimento y banquetas, limpieza y nivelación, permisos, protección para aberturas a nivel de la calle que no estén asociadas con equipo de bombeo o de regulación, recubrimiento para tuberías, soportería para tuberías, tuberías y válvulas, incluyendo bocas de inspección.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Ductos* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14451	Ductos de baja presión
144511	Ducto de baja presión de acero
144512	Ducto de baja presión de polietileno
14452	Ductos de media presión
144521	Ductos de media presión de acero
144522	Ductos de media presión de polietileno
14453	Ductos de alta presión
144531	Ductos de alta presión de acero
144532	Ductos de alta presión de polietileno
14454	Acometidas
144541	Acometidas de acero
144542	Acometidas de polietileno
14455	Colocación de tuberías
14456	Reemplazo de línea general

¿Esto solo aplica para quienes incluyan las conexiones en su base de activos regulada?

Hacer este cambio en el desglose de cuentas implicaría un costo mayor que se considera innecesario dado el tipo de regulación de rentabilidad máxima que se está planteando en esta DACG, ya que activos con la misma vida útil (Ej. Ductos) para fines de supervisión de rentabilidad es indiferente el material y la presión que utilicen. Además de no representar una mejora regulatoria ni para el usuario y si un incremento de costos (desarrollo de software y apertura de módulos, analistas contables, incremento del capital humano regulado-regulador).

¿De qué manera se beneficia a los Permisionarios en la simplificación y reducción de costos del trámite al solicitar la desagregación de estas cuentas? Considerando que los activos tienen la

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	14457 14458 144510 144511 144512 144513 144514 144515 144516 144517 144519 144520 144521 144522 144523 144524 144525 144526 144527 144528 144529	Protección catódica Permisos federales, estatales y municipales Mano de obra Cierre de líneas Construcción de tubería Control de obra de topografía Corrida de diablos para tubería Cruce por el procedimiento de perforación direccional Cruzamiento de tubería Encapsulado de bridas Extensión para válvula Filtro coalescente Tubería Hot tap Inspecciones Limpieza de tubería Excavación Tomas de potencial Reconstrucciones Mejoras Materiales y mantenimientos mayores Otros componentes ductos		misma vida útil y que para la rentabilidad es indiferente el tipo de material y la presión, siendo por el contrario un incremento en los costos por: desarrollo de software y apertura de módulos, analistas contables, incremento del capital humano regulado-regulador
<p>11.8.7. En la cuenta 1446 “Equipo de medición y regulación”, se incluirá el costo de medidores, manómetros, reguladores y otros equipos utilizados en la medición o regulación de gas en relación con la operación de distribución de gas.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, amortiguador de pulsaciones, baterías, boca de inspección, bomba, cabezales, caja de válvula, cimentación para equipo, conductor, conduit, control remoto, controlador, deshidratador, dispositivo de protección catódica, ductos, entubamiento, equipo contra incendios, equipo de telemetría, equipo de tratamiento de agua, indicador, intercambiador de calor, interruptor de circuito, medidor de desplazamiento positivo, químicos, registro de medidores, regulador, sopladores, soporte, tablero, tablero de control, tablero de</p>				

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



interruptores, tanque, termómetro, trampa, transformador, tubería, accesorios para medidor y válvula.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Equipo de medición y regulación* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14461	Reguladores
14462	Instalaciones auxiliares de explotación
14463	Equipos de Odorización
14464	Equipo contra incendios
14465	Equipo de almacenamiento
14466	Equipo de telemetría
14467	Equipo de protección catódica
14468	Conexión
14460	Adecuaciones
144610	Cromatógrafo
144611	Rectificador
144612	Manómetro
144613	Válvulas
144614	Filtros
144615	Interruptor de nivel
144616	Equipo de conexión remota para Rectificador
144617	Medidor rotatorio
144618	Calentadores catalíticos
144610	Transmisor de Pulsos
144620	Trims para reguladores
144621	Estación de Regulación y Medición
144622	Regulador de presión
144623	Interruptor de presión
144624	Registrador de presión
144625	RTD (sensor de temperatura)
144626	Computador de Flujo

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



	144627 144628 144620 144630 144631 144632	UPS con batería de respaldo y tarjeta de administración Bullhorn Reconstrucciones Mejoras Materiales y mantenimientos mayores Otros componentes equipos de medición y regulación																						
<p>11.8.8. En la cuenta 1447 “Medidores en servicio”, se incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los Usuarios y/o Usuarios finales en servicio. Se mantendrán todos los registros relacionados con medidores para que el Distribuidor pueda proporcionar información acerca de la cantidad de medidores de diferentes capacidades que estén en servicio y en reserva, así como la ubicación de cada medidor del Distribuidor.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, medidores, instalación de los medidores, señalización y costos de pruebas iniciales.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Medidores en servicio</i> el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1" data-bbox="462 854 1083 1232"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14471</td> <td>Contadores</td> </tr> <tr> <td>14472</td> <td>Medidores para nuevos clientes</td> </tr> <tr> <td>14473</td> <td>Medidores reemplazados</td> </tr> <tr> <td>14474</td> <td>Conjunto de medición residencial</td> </tr> <tr> <td>14475</td> <td>Conexiones estándar</td> </tr> <tr> <td>14476</td> <td>Reconstrucciones</td> </tr> <tr> <td>14477</td> <td>Mejoras</td> </tr> <tr> <td>14478</td> <td>Materiales y mantenimientos mayores</td> </tr> <tr> <td>14479</td> <td>Otros componentes medidores en servicio</td> </tr> </tbody> </table>					Componente	Descripción	14471	Contadores	14472	Medidores para nuevos clientes	14473	Medidores reemplazados	14474	Conjunto de medición residencial	14475	Conexiones estándar	14476	Reconstrucciones	14477	Mejoras	14478	Materiales y mantenimientos mayores	14479	Otros componentes medidores en servicio
Componente	Descripción																							
14471	Contadores																							
14472	Medidores para nuevos clientes																							
14473	Medidores reemplazados																							
14474	Conjunto de medición residencial																							
14475	Conexiones estándar																							
14476	Reconstrucciones																							
14477	Mejoras																							
14478	Materiales y mantenimientos mayores																							
14479	Otros componentes medidores en servicio																							
<p>11.8.9. En la cuenta 1450 “Edificios”, se incluirá el costo de los edificios para la prestación de los servicios corporativos, estrictamente indispensables para la prestación del servicio de distribución de gas natural por medio de ductos.</p>																								

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, instalaciones interiores, telecomunicaciones, cobertizos contra incendios, así como la renta de bodegas para la mensajería y envío de correspondencia.

Los edificios incluyen talleres, bodegas, estacionamientos, casetas de medidores, entre otros, que se utilicen principalmente en las operaciones de distribución, incluyendo construcciones para reguladores, manómetros y medidores.

A efecto de separar los componentes de la cuenta *Edificios* el Permisionario deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:

Componente	Descripción
14501	Instalaciones interiores
14502	Telecomunicaciones
14503	Cobertizo contra incendio
14504	Renta de bodega, mensajería, envío de materiales
14505	Reconstrucciones
14506	Mejoras
14507	Materiales y mantenimientos mayores
14508	Otros componentes edificios

11.8.10. En la cuenta 1451 "Mobiliario y equipo de oficina", se incluirá el costo del mobiliario y equipo de oficina estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, anaqueles, casilleros, archiveros, escritorios, mobiliario empleado para la administración, mamparas, gabinetes, sistemas de teléfonos, divisiones modulares, equipos de refrigeración, estantes, dispensadores de agua, generadores eléctricos a gas, celulares, computadores de flujos y paneles.

11.8.11. En la cuenta 1452 "Equipo de cómputo", se incluirán los costos de equipos y aparatos de uso informático estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución de gas natural.

Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, equipos electrónicos para el procesamiento y uso de datos, equipo eléctrico para el uso de redes, incluyendo la fibra óptica, CPUs, computadoras, monitores, ratones, teclados, así como sus refacciones

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>y accesorios mayores, aplicaciones informáticas, software informático y de los desarrollos tecnológicos estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.</p>															
<p>11.8.12. En la cuenta 1453 “Equipo de transporte”, se incluirá el costo del equipo de transporte estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, vehículos industriales y vehículos para el traslado del personal</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Equipo de transporte</i> deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1" data-bbox="464 532 1083 820"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14531</td> <td>Vehículos industriales</td> </tr> <tr> <td>14532</td> <td>Vehículos del personal</td> </tr> <tr> <td>14533</td> <td>Reconstrucciones</td> </tr> <tr> <td>14534</td> <td>Mejoras</td> </tr> <tr> <td>14535</td> <td>Materiales y mantenimientos mayores</td> </tr> <tr> <td>14536</td> <td>Otros componentes de equipo de transporte</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Descripción	14531	Vehículos industriales	14532	Vehículos del personal	14533	Reconstrucciones	14534	Mejoras	14535	Materiales y mantenimientos mayores	14536	Otros componentes de equipo de transporte	
Componente	Descripción														
14531	Vehículos industriales														
14532	Vehículos del personal														
14533	Reconstrucciones														
14534	Mejoras														
14535	Materiales y mantenimientos mayores														
14536	Otros componentes de equipo de transporte														
<p>11.8.13. En la cuenta 1454 “Maquinaria y herramientas”, se incluirá el costo de los diversos equipos y herramientas estrictamente indispensable para la prestación del servicio de distribución que no aparezcan en las cuentas previas.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, kit de análisis de combustión, cortadora de disco abrasivo de banco, martillo de demolición, compresoras para aire, compresor móvil, sopladora de mano, motosierra, detector de fugas, lápiz lector óptico, manómetro de presión, generador eléctrico, abrazadera, amperímetro, multímetro, equipo para calibración, juego de cables, manguera de prueba, bomba de compresión, termómetro digital y equipo de electrofusión.</p> <p>A efecto de separar los componentes de la cuenta <i>Maquinaria y herramienta</i> deberá usar cualesquiera de los siguientes elementos:</p> <table border="1" data-bbox="443 1274 1102 1386"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>Descripción</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>14541</td> <td>Kit de análisis de combustión</td> </tr> <tr> <td>14542</td> <td>Cortadora de disco abrasivo de banco</td> </tr> </tbody> </table>	Componente	Descripción	14541	Kit de análisis de combustión	14542	Cortadora de disco abrasivo de banco									
Componente	Descripción														
14541	Kit de análisis de combustión														
14542	Cortadora de disco abrasivo de banco														

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



	14543	Martillo de demolición		
	14544	Compresoras para aire		
	14545	Compresor móvil		
	14546	Sopladora de mano		
	14547	Motosierra		
	14548	Detector de fugas		
	14549	Lápiz lector óptico/barcode		
	145410	Manómetro de presión		
	145411	Equipo de detección de odorante		
	145412	Generador eléctrico		
	145413	Abrazadera		
	145414	Navegador GPS		
	145415	Amperímetro		
	145416	Multímetro		
	145417	Equipo para calibración		
	145418	Juego de cables		
	145419	Manguera de prueba		
	145420	Bomba de compresión		
	145421	Termómetro digital		
	145422	Equipo de electro fusión		
	145423	Equipo de radiofrecuencia		
	145424	Electrodo para PH		
	145425	Medidores de espesores		
	145426	Medidor de resistividad de suelos		
	145427	Trituradora		
	145428	Equipo de respiración autónomo		
	145429	Equipo exposímetro		
	145430	Retroexcavadora		
	145431	Equipo de fusión para tubería		
	145432	Mamógrafo Mamógrafo		
	145433	Máquina para cortar		
	145434	Retensor		
	145435	Compactadora		
	145436	Pala neumática		

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



	145437	Kit para termofusionar		
	145438	Taladro sondeo		
	145439	Detector de metal		
	145440	Detector de gas		
	145441	Cinta magnética		
	145442	Cinta poliken		
	145443	Te envolvente		
	145444	Diablos para corrida		
	145445	Esponjas de limpieza		
	145446	Reconstrucciones		
	145447	Mejoras		
	145448	Materiales y mantenimientos mayores		
<p>11.8.14. En la cuenta 1455 “Equipo de telecomunicaciones”, se incluirá el costo de los teléfonos, radios, así como de las estructuras de comunicación y equipos utilizados, entera o predominantemente indispensables para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, alambre de conexión, antena aérea, batería, cable, caja telefónica para poste, conduit y accesorios, torre, tablero de fusibles, radio, consola de radar, equipo generador o de abastecimiento de energía, torre de radio, torre receptora, torre transmisora, unidad móvil y unidad de control.</p>				
<p>11.8.15. En las cuentas 1457 a 1477 “Otros activos fijos”, se incluirá el costo de todos los demás activos necesarios para la prestación del servicio que no aparezcan en las cuentas descritas por los presentes Criterios contables.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, armarios, bombas portátiles, equipo de alumbrado de calles, explosímetros, extinguidores de incendio, máscaras de gas, probador e indicado de monóxido de carbono, probadores para medidores, registradores de presión, relojes checadores para vigilantes y centro de control de monitores.</p>				
<p>11.8.16. En la cuenta 1478 “Inventario de gas en línea”, se incluirá el costo del gas propiedad del Distribuidor que se utiliza para mantener la presión de la línea para la adecuada distribución del gas y mantenimiento de seguridad. El gas propiedad del distribuidor en ductos que no sea de su propiedad y forme parte del inventario de</p>				

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



gas en líneas también se incluirá en esta cuenta. Esta cuenta no es depreciable y sólo se acreditará por disminución del gas en líneas.	
11.8.17. En la cuenta 1479 “Obras en construcción”, se incluirá el costo de construcción de las tuberías e instalaciones de gas que se realicen, además del costo de mano de obra, materiales de construcción o suministros que se tengan en el punto de uso para la construcción de nuevo equipo y extensiones y otros elementos de costo de dicho trabajo de construcción. Cuando la instalación esté lista para dar servicio, su costo se acreditará a esta cuenta y se cargará a la cuenta relativa a su función.	
<p>Efecto de reexpresión de activos fijos</p> <p>El grupo de cuentas 1500 será utilizado para el registro del efecto inflacionario como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p> <p>11.8.18. En la cuenta 1540 “Reexpresión de Terrenos”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Terrenos, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.</p>	
11.8.19. En la cuenta 1541 “Reexpresión de Derechos de vía”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Derechos de vía, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.	
11.8.20. En la cuenta 1542 “Reexpresión de Estructuras y mejoras”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.	
11.8.21. En la cuenta 1543 “Reexpresión de Equipos de servicio”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Equipos de servicio, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.	
11.8.22. En la cuenta 1544 “Reexpresión de Instalaciones para medidores y para reguladores”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de las Instalaciones para medidores y para reguladores, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.	
11.8.23. En la cuenta 1545 “Reexpresión de Ductos”, se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Ductos, como resultado de la aplicación de la NIF B-10.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



11.8.24. En la cuenta 1546 "Reexpresión de Equipo de medición y regulación", regulación se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Equipos de medición y regulación, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.25. En la cuenta 1547 "Reexpresión Medidores en servicio", se registrará el importe de la reexpresión del valor de los Medidores en servicio, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.26. En la cuenta 1550 "Reexpresión de Edificios", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de los Edificios para oficinas, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.27. En la cuenta 1551 "Reexpresión de Mobiliario y equipo de oficina", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Mobiliario y equipo de oficina, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.28. En la cuenta 1552 "Reexpresión de Equipo de cómputo", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de cómputo, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.29. En la cuenta 1553 "Reexpresión de Equipo de transporte", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de transporte, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.30. 4 En la cuenta 1554 "Maquinaria y Herramienta", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de la Maquinaria y Herramienta, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.31. En la cuenta 1555 "Reexpresión de Equipo de telecomunicaciones", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Equipo de telecomunicación, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.32. En las de cuentas 1557 a 1577 "Reexpresión de Otros activos fijos", se registrará el importe de la reexpresión del valor de las cuentas de Otros activos fijos, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.33. En la cuenta 1578 "Reexpresión de Inventario de gas en línea", se incluirá el importe de la reexpresión del valor del Inventario de gas en línea, como resultado de la NIF B-10.	
11.8.34. En la cuenta 1579 "Reexpresión Obras en construcción", se incluirá el importe de la reexpresión del valor de las Obras en construcción, como resultado de la NIF B-10.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Depreciación acumulada del valor histórico.</p> <p>El grupo de cuentas 1600 será utilizado para el registro de la depreciación acumulada asociada al valor histórico del activo fijo.</p> <p>11.8.35. En la cuenta 1641 “Depreciación acumulada de Derechos de vía”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Derechos de vía.</p>	
<p>11.8.36. En la cuenta 1642 “Depreciación acumulada de Estructuras y mejoras”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.</p>	
<p>11.8.37. En la cuenta 1642 “Depreciación acumulada de Estructuras y mejoras”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.</p>	
<p>11.8.38. En la cuenta 1644 “Depreciación acumulada de Instalaciones para medidores reguladores”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de las Instalaciones para medidores y para reguladores.</p>	
<p>11.8.39. En la cuenta 1645 “Depreciación acumulada de Ductos”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Ductos.</p>	
<p>11.8.40. En la cuenta 1646 “Depreciación acumulada de Equipo de medición y regulación”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de medición y regulación.</p>	
<p>11.8.41. En la cuenta 1647 “Depreciación acumulada de Medidores en servicio”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Medidores en servicio.</p>	
<p>11.8.42. En la cuenta 1650 “Depreciación acumulada de Edificios para oficina”, se deberá de registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Edificios para oficina.</p>	
<p>11.8.43. En la cuenta 1651 “Depreciación acumulada de Mobiliario y equipo de oficina”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Mobiliario y equipo de oficina.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



11.8.44. En la cuenta 1652 “Depreciación acumulada de Equipo de cómputo”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de cómputo.	
11.8.45. En la cuenta 1653 “Depreciación acumulada de Equipo de transporte”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de transporte.	
11.8.46. En la cuenta 1654 “Depreciación acumulada Maquinaria y Herramienta”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de la Maquinaria y Herramienta.	
11.8.47. En la cuenta 1655 “Depreciación acumulada Equipo de telecomunicaciones”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico del Equipo de telecomunicación”.	
11.8.48. En las cuentas 1657 a 1677 “Depreciación acumulada de Otros activos fijos”, se deberá de registrar la depreciación acumulada del valor histórico de los Otros activos fijos.	
Depreciación acumulada de la reexpresión. El grupo de cuentas 1700 será utilizado para el registro de la depreciación acumulada del efecto inflacionario como resultado de la aplicación de la NIF B-10. 11.8.49. En la cuenta 1741 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Derechos de vía”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Derechos de vía.	
11.8.50. En la cuenta 1742 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Estructuras y mejoras”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de las Estructuras para compresores y equipo de medición y de regulación y mejoras.	
11.8.51. En la cuenta 1743 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipos de servicio”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Equipos de servicio.	
11.8.52. En la cuenta 1744 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Instalaciones para medidores y para reguladores”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de las Instalaciones para medidores y para reguladores.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



11.8.53. En la cuenta 1745 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Ductos”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Ductos.	
11.8.54. En la cuenta 1746 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de medición y regulación”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de Medición y Regulación.	
11.8.55. En la cuenta 1747 “Depreciación acumulada de la reexpresión Medidores en servicio”, se deberá registrar la depreciación acumulada del valor histórico de Medidores en servicio.	
11.8.56. En la cuenta 1750 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Edificios para oficinas”, se deberá de registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Edificios para oficinas.	
11.8.57. En la cuenta 1751 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Mobiliario y equipo de oficina”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Mobiliario y equipo de oficina.	
11.8.58. En la cuenta 1752 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de cómputo”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de cómputo.	
11.8.59. En la cuenta 1753 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de transporte”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de transporte.	
11.8.60. En la cuenta 1754 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Maquinaria y Herramienta”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de la Maquinaria y Herramienta.	
11.8.61. En la cuenta 1755 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Equipo de telecomunicaciones”, se deberá registrar la depreciación acumulada de la reexpresión del Equipo de telecomunicaciones.	
11.8.62. En las cuentas 1757 a 1777 “Depreciación acumulada de la reexpresión de Otros activos fijos”, se deberán de registrar la depreciación acumulada de la reexpresión de los Otros activos fijos.	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



11.9.	En las cuentas 1800 a 1849 “Activos intangibles” deberá ser utilizado para el registro de activos intangibles, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-8. Como pudieran ser seguros pagados por anticipado, gastos de instalación, otros cargos diferidos, el activo intangible derivado de la valuación actuarial de los pasivos laborales, entre otros.
11.10.	En las cuentas 1850 a 1899 “Crédito Mercantil” deberá ser utilizado para el registro de un crédito mercantil, de acuerdo con lo señalado en la NIF B-7.
11.11.	En las cuentas 1900 a 1949 “Inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones” deberá ser utilizado para el registro de Inversiones en asociadas, negocios conjuntos y otras inversiones, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-7.
11.12.	En las cuentas 1950 a 1999 “Instrumentos financieros por cobrar a largo plazo” deberá ser utilizado para el registro de los instrumentos financieros por cobrar a largo plazo, de acuerdo con lo señalado en las NIF C-2 y C-10.
	Pasivo a corto plazo
11.13.	El grupo de cuentas 2000 a 2399 deberá ser utilizado para el registro del “Pasivo a corto plazo” del Distribuidor, como puede ser cuentas por pagar a proveedores, contratistas, partes relacionadas, empleados, bancos, impuestos y gastos acumulados, así como las deudas contraídas por el Distribuidor que tengan un vencimiento igual o menor a un año entre otros.
11.14.	En las cuentas 2100 a 2199 “Porción a corto plazo de la deuda financiera”, se deberá registrar la porción a corto plazo de deuda financiera del Distribuidor, de acuerdo con lo establecido en la NIF C-9. 11.14.1. En las cuentas 2110 a 2114 “Documentos por pagar a corto plazo”, se registrarán los préstamos que obtenga el Distribuidor para financiar sus activos y su operación, que tengan vencimiento en el corto plazo. 11.14.2. En las cuentas 2115 a 2120 “Intereses por pagar”, se registrarán los intereses devengados no pagados derivados de los préstamos que obtenga el Distribuidor para financiar sus activos y su operación.

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>11.15. En las cuentas 2200 a 2249 “Cuentas por pagar a proveedores”, se registrarán las cuentas por pagar del Distribuidor, derivados de sus operaciones, como pueden ser cuentas por pagar a proveedores, contratistas, empleados, bancos, impuestos y gastos acumulados entre otros.</p> <p>11.15.1. En las cuentas 2210 a 2219 “Proveedores”, se registrarán aquellos adeudos por la adquisición de bienes y servicios inherentes a la prestación del servicio de distribución.</p> <p>11.15.2. En las cuentas 2220 a 2229 “Contratistas”, se registrarán aquellos adeudos por la construcción de activos fijos inherentes a la prestación del servicio de distribución.</p> <p>11.15.3. En las cuentas 2230 a 2239 “Acreedores diversos”, se registrarán aquellos adeudos por la adquisición de bienes y servicios para consumo o beneficio del Distribuidor.</p> <p>11.15.4. En las cuentas 2240 a 2249 “Anticipos a clientes”, se registrarán los cobros anticipados a cuenta de la futura prestación del servicio de distribución.</p>	
<p>11.16. En las cuentas 2250 a 2259 “Impuestos a la utilidad por pagar”, se registrarán los pasivos provenientes de obligaciones impositivas como son los impuestos retenibles y a cargo, derechos y cuotas de seguridad social.</p>	
<p>11.17. En las cuentas 2260 a 2269 “Gastos acumulados por pagar”, se registrarán los pasivos provenientes de obligaciones contractuales como son sueldos, comisiones, regalías, derechos de vía, gratificaciones, participación de utilidades a los trabajadores.</p>	
<p>11.18. En las cuentas 2270 a 2279 “Otros pasivos de corto plazo”, se registrarán otros pasivos de corto plazo que tenga el permisionario.</p>	
<p>11.19. En las cuentas 2300 a 2349 “Cuentas por pagar a partes relacionadas”, se deberán registrar los saldos de partes relacionadas que existan a cargo del Distribuidor. Se deberá mantener controles auxiliares de cada una de dichas partes relacionadas y por cada tipo de operación que se desarrolle. En caso de que existan saldos a largo plazo deberán registrarse por separado dentro del grupo de cuentas 2400.</p>	
<p>11.20. En las cuentas 2350 a 2399 “Provisiones”, se registrarán los pasivos cuya cuantía o fecha de liquidación son inciertas y menores a un año, de acuerdo con lo señalado en la NIF C-9.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Pasivo a largo plazo</p> <p>11.21. En las cuentas 2400 a 2499 “Cuentas por pagar a largo plazo”, se deberán registrar aquellos adeudos que adquiera el Distribuidor para financiar sus activos y su operación con vencimiento mayor a un año, de conformidad con lo señalado en la NIF C-9.</p>	
<p>11.22. En las cuentas 2500 a 2599 “Porción de pasivo convertible en capital”, se deberán de registrar aquellos pasivos que sean convertibles en capital, de conformidad con lo señalado en la NIF C-12.</p>	
<p>11.23. En las cuentas 2600 a 2699 “Provisión por impuesto a la utilidad diferido”, se deberán de registrar los pasivos provenientes de obligaciones impositivas correspondiente a operaciones atribuibles al periodo contable actual, pero que fiscalmente son reconocidos en momentos diferentes, de conformidad con lo señalado en la NIF D-4.</p>	
<p>11.24. En las cuentas 2700 a 2799 “Beneficio a empleados”, se deberán registrar los pasivos derivados de las obligaciones laborales, de conformidad con lo señalado en la NIF D-3.</p>	
<p>11.25. En las cuentas 2800 a 2899 “Provisiones a largo plazo”, se deberán de registrar los pasivos cuya cuantía o fecha de liquidación sea incierta con plazo mayor a un año, de conformidad con lo señalado en la NIF C-9.</p>	
<p>11.26. En las cuentas 2900 a 2999 “Otros pasivos de largo plazo”, se registrarán otros pasivos de largo plazo que tenga el permisionario.</p>	
<p>Capital Contable</p> <p>El grupo de cuentas 3000 a 3499 deberá ser utilizado para el registro del patrimonio del Distribuidor, sus modificaciones derivadas de incrementos o disminuciones de capital, utilidades o pérdidas generadas, de dividendos y de efectos de inflación.</p> <p>11.27. En las cuentas 3100 a 3199 “Capital social”, se deberá registrar el valor histórico de las aportaciones efectuadas por los socios y representadas por acciones o equivalentes.</p>	
<p>11.28. En las cuentas 3200 a 3299 “ Reservas de capital”, se deberá registrar la reserva legal que debe de crear el Distribuidor de conformidad con el artículo 20 de la Ley General de Sociedades Mercantiles y la NIF C-11.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>11.29. En las cuentas 3300 a 3399 “Utilidades acumuladas”, se deberá de registrar las utilidades y pérdidas acumuladas que se generen derivadas de la operación del Distribuidor, de conformidad con la NIF C-11.</p>	
<p>11.30. En las cuentas 3400 a 3499 “Otros resultados integrales”, se deberá de registrar los movimientos del periodo relativos a cada uno de los otros resultados integrales clasificados por su naturaleza, su impuesto a la utilidad y su PTU, de conformidad con lo señalado en la NIF B-3.</p>	
<p>Cuentas del estado de resultado integral</p> <p>11.31. El grupo de cuentas 4400 a 4499 “Ingresos por traspaso de costos”, deberá ser utilizado para el registro de los ingresos por el traspaso de costos generados por la venta de gas, por el costo del servicio de transporte, por los costos de conexión pagados a los transportistas, así como por los costos de almacenamiento, rebajas, devoluciones o bonificaciones sobre los costos trasladables a los usuarios por concepto de venta de gas o por los servicios de almacenamiento y transporte de gas. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>11.32. El grupo de cuentas 4500 a 4599 “Ingresos por servicio de distribución”, deberá ser utilizado para el registro de los ingresos generados por la prestación del servicio de distribución.</p> <p>11.32.1. En las cuentas 4500 a 4509 “Ingresos por capacidad por tarifa regulada”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por capacidad por tarifa regulada efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.32.2. En las cuentas 4510 a 4529 “Ingresos por capacidad por tarifa convencional”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por capacidad por tarifas convencionales efectuados a Usuarios y/o Usuarios finales.</p> <p>11.32.3. En las cuentas 4530 a 4539 “Ingresos por uso por tarifa regulada”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por uso por tarifa regulada efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>11.32.4. En las cuentas 4540 a 4549 “Ingresos por uso por tarifa convencional”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por uso por tarifas convencionales efectuados a Usuarios y/o Usuarios finales.</p> <p>11.32.5. En las cuentas 4550 a 4559 “Ingresos por servicio”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por servicios efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.32.6. En las cuentas 4560 a 4569 “Ingresos por distribución con comercialización”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por la distribución con comercialización a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.32.7. En las cuentas 4570 a 4579 “Rebajas, devoluciones y bonificaciones”, se registrarán las rebajas, devoluciones y bonificaciones por concepto de la prestación del servicio de distribución. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>11.33. El grupo de cuentas 4600 a 4699 “Ingresos por actividades distintas a las de distribución”, deberá ser utilizado para el registro de los ingresos correspondientes a actividades distintas a las de distribución.</p> <p>11.33.1. En las cuentas 4600 a 4609 “Ingresos por conexión estándar”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por conexión estándar efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.33.2. En las cuentas 4610 a 4619 “Ingresos por conexión no estándar”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por conexión no estándar efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.33.3. En las cuentas 4620 a 4629 “Otros ingresos por conexión”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por conexiones diferentes a la estándar y no estándar efectuadas a los Usuarios y/o Usuarios finales.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>11.33.4. En las cuentas 4630 a 4639 “Ingresos por desconexión”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por desconexión efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p> <p>11.33.5. En las cuentas 4640 a 4649 “Ingresos por reconexión”, se registrarán los ingresos que perciban los Distribuidores por los cargos por reconexión efectuados a los Usuarios y/o Usuarios finales. El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para desagregar dichos ingresos para cada uno de los grupos tarifarios.</p>	
<p>11.34. En las cuentas 4700 a 4799 “Otros ingresos”, se registrarán todos aquellos otros ingresos que perciba el Distribuidor que no estén incluidos en cualquiera de las clasificaciones anteriores. El Distribuidor deberá de abrir subcuentas o auxiliares para el registro de cada cuenta de otros ingresos.</p>	
<p>Costos y gastos de operación</p> <p>En este grupo de cuentas se incluyen aquellas designadas para mostrar los costos de operación en la prestación del servicio de distribución, así como los costos de gas y otras instalaciones generales incluyendo los gastos de venta y los gastos de administración.</p>	
<p>Costos del servicio de distribución</p> <p>11.35. En la cuenta 5211 “Costo del servicio de distribución”, se registrará la mano de obra, incluyendo las prestaciones y los costos adicionales como pueden ser los impuestos y demás contribuciones derivadas de la relación laboral, materiales y refacciones y costos indirectos utilizados en la operación de ductos y de compresores, en la medición, regulación, y comunicaciones necesarias para la prestación del servicio de distribución.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, análisis de laboratorio; calefacción; descongelamiento de heladas; gas utilizado en la operación de compresores y rebombes; gastos de transporte; gastos de viaje relacionados con actividades inherentes a la distribución de gas natural; gráficas; herramientas; honorarios a técnicos; impuestos locales; impuestos y contribuciones federales; inyección de kontrol, metanol, glicol y otros; lectura y reporte de las presiones lineales y cambios gráficos; limpieza; luz; mermas; patrullaje de líneas; previsión social; productos químicos utilizados; remoción de objetos de las líneas; rentas; sopladura y limpieza de líneas; sueldos y salarios; teléfono; toma de muestras de gas; válvulas de empaque.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>1.1.36. En la cuenta 5212 “Mantenimiento de activos fijos asignados al servicio de distribución”, se registrará el costo de mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento del sistema de distribución, incluyendo los ductos, los relativos a compresores, equipos de regulación y medición y estructuras.</p> <p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto por la NIF C-6, numeral 44.3.2.1, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>Costos del servicio de conexión</p> <p>1.1.37. En la cuenta 5231 “Costo del servicio de conexión no estándar”, se registrarán los costos de la mano de obra, supervisión, materiales, utilizados en la conexión y gastos relativos derivados de las conexiones no estándar, como pueden ser el costo de la tubería y el costo de apertura y reparación de pavimento y banquetas. El costo del medidor y su instalación deberá registrarse en la cuenta 1448.</p> <p>Con el propósito de conocer por separado el costo de desconectar y reconectar a usuarios, se deberá llevar un sistema de servicio por órdenes, a fin de identificar conexiones estándar, no estándar y desconexiones y reconexiones.</p>	
<p>1.1.38. En la cuenta 5232 “Mantenimiento de activos fijos asignados al servicio de conexión”, se registrarán los costos de la mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento de activos asignados al servicio de conexión.</p> <p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto por la NIF C-6, numeral 44.3.2.1, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>Costo del servicio de desconexión – reconexión</p> <p>1.1.39. En la cuenta 5241 “Costo de desconexión – reconexión”, se registrarán los costos de la mano de obra, supervisión, materiales utilizados y gastos relativos a la desconexión y reconexión de usuarios.</p> <p>Esta cuenta podrá incluir, de forma enunciativa más no limitativa, instalación de los medidores, retiro de medidores, costo de las conexiones, costo de apertura y reparación de pavimento y banquetas, en su caso.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Para efectos de conocer por separado el costo de desconectar y reconectar a usuarios, se deberá llevar un sistema de servicio por órdenes, a fin de poder identificar conexiones estándar y no estándar, desconexiones y reconexiones.</p>	
<p>Costo de otros servicios</p> <p>11.40. En la cuenta 5261 “Costo de otros servicios”, se registrarán los costos relativos a otros servicios que preste el Distribuidor.</p>	
<p>11.41. En la cuenta 5262 “Mantenimiento de activos fijos asignados a otros servicios”, se registrará el costo de la mano de obra, materiales y refacciones y gastos incurridos en el mantenimiento de activos asignados a la prestación de otros servicios.</p> <p>Al registrar los gastos de mantenimiento se deberá tomar en cuenta lo expuesto en el numeral 44.3.2.1 de la NIF C-6, sobre el mantenimiento o reparaciones capitalizables.</p>	
<p>11.42. En la cuenta 5270 “Costo por bonificación por fallas y deficiencias”, se deberá de registrar el costo por bonificación en que tenga que incurrir el Distribuidor por suspensión del servicio, de conformidad con lo establecido en el artículo 79 del Reglamento.</p>	
<p>11.43. En la cuenta 5280 “Multas y penalizaciones”, se deberán de registrar las multas y penalizaciones que deba pagar el Distribuidor como consecuencia de su operación.</p>	
<p>Costos trasladables a usuarios</p> <p>11.44. En la cuenta 5310 “Compras de gas”, se deberá de registrar las compras de gas que efectúe el Distribuidor considerando todos los volúmenes recibidos en el punto de entrega que se defina en el contrato de suministro, excepto aquellas compras que se deban registrar en la cuenta 5320.</p>	
<p>11.45. En la cuenta 5320 “Compras de gas por balanceo”, se deberá de registrar el importe correspondiente a aquellas compras que se deban efectuar para nivelar el volumen y presión de las tuberías.</p>	
<p>11.46. En las cuentas 5330 a 5339 “Costo del servicio de transporte”, se deberá de registrar aquellos importes que el Distribuidor haya pagado al transportista por concepto del servicio de transporte.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Se deberán llevar subcuentas o auxiliares que, en su caso permitan conocer por separado este servicio de acuerdo con la siguiente clasificación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Por capacidad • Por uso • Por servicio 	
<p>11.47. En la cuenta 5340 “Costo del servicio de almacenamiento”, se deberá de registrar aquellos importes que el Distribuidor haya pagado a empresas reguladas de almacenamiento por concepto del servicio de almacenamiento.</p>	
<p>Depreciación del ejercicio</p> <p>11.48. En la cuenta 5341 “Depreciación del ejercicio de Derechos de vía”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Derechos de vía.</p>	
<p>11.49. En la cuenta 5342 “Depreciación del ejercicio de Estructuras y mejoras”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de las Estructuras para compresores y equipo de medición y regulación y mejoras.</p>	
<p>11.50. En la cuenta 5343 “Depreciación del ejercicio de Equipos de servicios”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Equipos de servicios.</p>	
<p>11.51. En la cuenta 5344 “Depreciación del ejercicio de Instalaciones para medidores y reguladores”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de las Instalaciones para medidores y reguladores.</p>	
<p>11.52. En la cuenta 5345 “Depreciación del ejercicio de Ductos”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Ductos.</p>	
<p>11.53. En la cuenta 5346 “Depreciación del ejercicio de Equipo de medición y regulación”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de medición y regulación.</p>	
<p>11.54. En la cuenta 5347 “Depreciación del ejercicio de Medidores en servicio”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Medidores en servicio.</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



1.1.55. En la cuenta 5350 “Depreciación del ejercicio de Edificios”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Edificios para oficina.	
1.1.56. En la cuenta 5351 “Depreciación del ejercicio de Mobiliario y equipo de oficina”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Mobiliario y equipo de oficina.	
1.1.57. En la cuenta 5352 “Depreciación del ejercicio de Equipo de cómputo”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de cómputo.	
1.1.58. En la cuenta 5353 “Depreciación del ejercicio de Equipo de transporte”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de transporte.	
1.1.59. En la cuenta 5354 “Depreciación del ejercicio de Maquinaria y Herramienta”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de la Maquinaria y Herramienta.	
1.1.60. En la cuenta 5355 “Depreciación del ejercicio de Equipo de telecomunicaciones”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico del Equipo de telecomunicaciones.	
1.1.61. En las cuentas 5357 a 5377 “Depreciación del ejercicio de Otros activos fijos”, se deberá de registrar la depreciación del ejercicio del costo histórico de los Otros activos fijos.	
1.1.62. La cuenta de Inventario de gas en línea no es depreciable y sólo se acreditará por disminución del gas en las líneas.	
1.1.63. En la cuenta 5380 “Depreciación del ejercicio de equipos para otros servicios”, se registrará el costo a resultado por concepto de depreciación relativa a aquellos activos fijos que estén asignados directamente a la prestación de otros servicios y, en su caso, la proporción que resulte por el prorrateo de la depreciación de activos fijos que sean comunes a dos o más tipos de servicio.	
1.1.64. En la cuenta 5381 “Depreciación del ejercicio de equipos para el servicio de desconexión – reconexión”, se registrará el cargo a resultados por concepto de depreciación relativa a aquellos activos fijos que estén asignados directamente a la desconexión – reconexión de usuarios y, en su caso, la proporción que resulte por el prorrateo de la depreciación de activos fijos que sean comunes a dos o más tipos de servicio.	
Gastos de venta	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>11.65. En las cuentas 5400 a 5499 “Gastos de venta”, se deberá de registrar los gastos en que incurra el Distribuidor en sus esfuerzos de promoción y publicidad para vender sus servicios y el gas.</p> <p>El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para presentar por separado la proporción de gastos de venta que le corresponda a cada tipo de ingreso por servicio.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de gastos de venta que se maneje.</p>	
<p>Gastos de administración</p> <p>11.66. En las cuentas 5500 a 5599 “Gastos de administración”, se deberá de registrar los gastos incurridos en la administración general de las operaciones del Distribuidor.</p> <p>El Distribuidor deberá abrir subcuentas o auxiliares para presentar por separado la proporción de gastos de administración que le corresponda a cada tipo de ingreso por servicio.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de gastos de administración que se maneje.</p>	
<p>Resultado integral de financiamiento</p> <p>11.67. En las cuentas 6000 a 6999 “Resultado integral de financiamiento”, se deberá de registrar aquellas operaciones que tengan un efecto en el costo financiero del Distribuidor, como son los intereses devengados a favor y a cargo, la utilidad o pérdida cambiaria que se devengue en el ejercicio derivada de las operaciones que realice el Distribuidor en moneda extranjera.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de costo integral de financiamiento que se maneje.</p>	
<p>Otros ingresos y gastos</p> <p>11.68. En las cuentas 7000 a 7999 “Otros ingresos y gastos”, se deberá de registrar los ingresos y gastos distintos a los de operación y mantenimiento, resultantes de transacciones inusuales o infrecuentes o de una actividad no primaria.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Se deberá utilizar una cuenta específica para registrar el efecto de actualizar las cifras de otros ingresos y gastos del estado de resultados a pesos de poder adquisitivo del cierre del ejercicio de acuerdo con la mecánica establecida en el Boletín B-10. Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta por cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p>	
<p>Provisiones, partidas extraordinarias y otros</p> <p>11.69. En las cuentas 8000 a 8499 “Impuestos a la utilidad”, se deberá registrar el importe de los impuestos a la utilidad del periodo contable, conforme a lo señalado en la NIF D-4.</p> <p>11.70. En las cuentas 8500 a 8999 “Provisiones, partidas extraordinaria y otros”, se deberá de registrar la participación de los trabajadores en las utilidades, las partidas discontinuas y extraordinarias y el efecto acumulado al inicio del ejercicio por cambios en los principios de contabilidad de acuerdo con lo establecido en la NIF B-3.</p> <p>Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta o auxiliar para cada cuenta de provisiones, partidas extraordinarias y otros que se maneje.</p> <p>Se deberá utilizar una cuenta específica para registrar el efecto de actualizar las cifras provisionales, operaciones discontinuadas, partidas extraordinarias y el efecto acumulado al inicio del ejercicio por cambios en principios de contabilidad del estado de resultados a pesos de poder adquisitivo del cierre del ejercicio de acuerdo con la mecánica establecida en el Boletín B-10. Para efectos de control, se deberá establecer una subcuenta por cada cuenta de otros ingresos y gastos que se maneje.</p>	
<p style="text-align: center;">ANEXO III</p> <p style="text-align: center;">PARÁMETROS PARA LA DETERMINACIÓN DEL INCENTIVO A LA EXPANSIÓN</p> <p>1. Objetivo</p> <p>Presentar la metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión aplicable a las empresas reguladas dentro de la industria de distribución de gas natural en México que cuenten con incrementos anuales en Usuarios Finales de Bajo Consumo (UFBC).</p> <p>Cabe señalar que el Incentivo a la Expansión tiene como finalidad promover la expansión de las redes de distribución de gas natural por medio de ducto a los UFBC mediante parámetros externos</p>	<p>¿Cuáles son los casos en los que se aplica el incentivo a la expansión? ¿Cuál es la justificación de que en el incentivo de expansión no se considere la saturación de la red ya existente? ¿De qué manera el incentivo de expansión incentiva de manera equitativa a los mercados nuevos y los mercados ya saturados?</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>conforme a condiciones demográficas y socioeconómicas, así como parámetros internos de acuerdo con la operación que implemente cada Distribuidor para el desarrollo del sistema.</p>	<p>¿El objetivo es la expansión de redes o una mayor penetración? Hacer redes no necesariamente significan más usuarios, por lo que el incentivo debería hacer una distinción entre mercados nuevos y mercados ya saturados.</p>
<p>2. Incentivo a la Expansión:</p> <p>El Incentivo a la Expansión incrementará el LRM hasta un 3% (tres por ciento o 300 puntos base) y será calculado en función de los parámetros externos e internos.</p>	
<p style="text-align: right;">2.2. :</p> $I_E = \text{Parámetros Externos} \times \text{Parámetros Internos}$ <p>Donde:</p> <p>I_E = Incentivo a la expansión con base en la información del año sujeto a supervisión.</p> <p><i>Parámetros Externos</i> = Parámetros externos del incentivo a la expansión, en porcentaje.</p> <p><i>Parámetros Internos</i> = Parámetros internos del incentivo a la expansión, adimensional.</p>	<p>Existe una inconsistencia en la comparación de los parámetros ya que la fuente de datos que presenta la Comisión, de conformidad con la disp. 3.5 es suministrada de manera bianual, mientras que los parámetros internos serán suministrados de manera anual. ¿Existe una justificación para considerar ambos parámetros?</p>
<p>La Comisión establecerá para el Servicio de Distribución por medio de ducto de gas natural, un Incentivo a la Expansión (I_E) aplicable a aquellos Distribuidores que incrementen anualmente la prestación del servicio a UFBC.</p>	<p>¿Cuáles son los casos en los que se aplica el incentivo a la expansión? ¿Cuál es la justificación de que en el incentivo de expansión no se considere la saturación de la red ya existente? El incremento de la prestación del servicio no implica necesariamente la expansión de red. También es importante considerar que existen zonas en las que más que ampliar la red, es necesario saturar la ya existente.</p>
<p>3. Determinación de los parámetros externos:</p>	<p>Aclare el procedimiento a seguir para el cálculo de los parámetros externos que le aplicarán los permisionarios cuyos permisos señalan municipios que abarcan dos o más entidades federativas.</p>

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



Los parámetros externos son aquellos que dependen de las condiciones demográficas y socioeconómicas del Centro de Población donde se va a desarrollar el Sistema de Distribución de Gas Natural por ductos, por lo cual la Comisión estableció los siguientes riesgos:

$$\text{Parámetros Externos} = \text{Riesgo}_A + \text{Riesgo}_B$$

Donde:

Parámetros Externos = Parámetros externos del incentivo a la expansión, en porcentaje.

Riesgo_A = Riesgo de la Densidad de viviendas con toma de agua, en porcentaje.

Riesgo_B = Riesgo del Porcentaje de viviendas que consumen gas natural, en porcentaje.

Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.

Se solicita a la Comisión que desarrolle por qué identifica que los indicadores empleados para calcular los parámetros externos son considerados riesgos para el distribuidor, toda vez que describen condiciones socioeconómicas de las viviendas. Asimismo, detalle el análisis que realizó para determinar que el incentivo a la expansión propuesto es suficiente para compensar las desventajas que identifica en las variables empleadas.

Asimismo, se solicita justifique la selección de las unidades territoriales que ha decidido emplear para la construcción de los indicadores que conforman los parámetros externos.

Se requiere que la Comisión justifique el periodo de actualización de los parámetros externos e internos que propone y las razones por las que lo desvincula de la disponibilidad de la información.

Los parámetros externos se determinan en función del riesgo que presenta el Distribuidor al desarrollarse en un determinado Centro de Población en el año sujeto a supervisión, en la cual, a mayor riesgo mayor incentivo y viceversa, conformado por los siguientes riesgos:

- a. Riesgo A. Densidad de viviendas con toma de agua: se refiere al número de viviendas con toma de agua por entidad federativa con relación a su extensión territorial, medida en unidades de vivienda con toma de agua por kilómetro cuadrado y está determinado por:

$$\text{Densidad viviendas } TA_i = \frac{\text{Viviendas } TA_i}{\text{Ext. Territorial}_i}$$

Donde:

Densidad viviendas TA_i = Densidad de viviendas con toma de agua de la *i*-ésima entidad federativa, expresado en vivienda por km²

Aclare ¿cuál será la opción de disponibilidad de agua entubada emplea en su metodología propuesta, asimismo, justifique la exclusión de las demás opciones?

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.

Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.

Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



<p>Es para el se densidad toma de que se número de viviendas con posibilidad económica, social y geográfica de obtener el servicio de distribución por medio de ducto de gas natural debido a que existe amplia similitud en cuanto a las condiciones técnicas y económicas necesarias para la penetración de ambos servicios.</p>	<p>$Viviendas TA_i =$</p> <p>$Ext. Territorial_i =$</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p>	<p>Total de viviendas con toma de agua de la <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en vivienda.</p> <p>Extensión territorial de <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en kilómetros cuadrados.</p> <p>importante mencionar, que presente riesgo considera la de viviendas con agua debido a busca acotar el</p>	
<p>b. <u>Riesgo B. Porcentaje de viviendas con consumo de gas natural:</u> se refiere al porcentaje de viviendas con toma de agua por entidad federativa en las cuales el gas natural es la principal fuente de combustible en comparación con otros combustibles y está determinado por:</p> <p>Donde:</p> <p>Adicionalmente, número total de <i>i</i>-ésima entidad gas natural combustible de siguiente:</p> <p>Donde:</p>	<p>$\% Viviendas GN_i = \frac{Viviendas GN_i}{Viviendas TA_i} \times 100$</p> <p>$\% Viviendas GN_i =$</p> <p>$Viviendas GN_i =$</p> <p>$Viviendas TA_i =$</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p> <p>$Viviendas GN_i = \sum_j FE_{ij}$</p>	<p>Porcentaje de viviendas de la <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en porcentaje.</p> <p>Total de viviendas de la <i>i</i>-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible, expresado en viviendas.</p> <p>Total de viviendas con toma de agua de la <i>i</i>-ésima entidad federativa, expresado en vivienda.</p> <p>se determina el viviendas de las federativa con como principal acuerdo con lo</p>	

OFICINA CENTRAL

Blvd. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
 Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
 Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>$Viviendas GN_i =$ Total de viviendas de la i-ésima entidad federativa con gas natural como principal combustible.</p> <p>$FE_{ij} =$ Factor de expansión de la j-ésima encuesta con gas natural como principal combustible de la i-ésima entidad federativa asignado por el INEGI.</p> <p>Fuentes de información disponibles en la disposición 3.5 del presente Anexo.</p>										
<p>Para determinar los intervalos para la densidad de viviendas con toma de agua y el porcentaje de viviendas que consumen gas natural se utilizó el método estadístico de los cuartiles, tal como se detalla a continuación:</p>										
<p>a) Se ordena la serie de datos de cada riesgo de menor a mayor obteniendo una serie que satisface lo siguiente:</p> $N_1 \leq N_2 \leq N_3 \leq \dots \leq N_{31} \leq N_{32}$ <p>b) Una vez ordenados los datos, se obtienen los cuartiles de acuerdo con las siguientes ecuaciones:</p> <table data-bbox="504 747 1029 958"> <tr> <td>C_1</td> <td>Primer cuartil</td> <td>$N_8 + \frac{3}{4}(N_9 - N_8)$</td> </tr> <tr> <td>$C_2$</td> <td>Segundo cuartil</td> <td>$\frac{1}{2}(N_{16} + N_{17})$</td> </tr> <tr> <td>$C_3$</td> <td>Tercer cuartil</td> <td>$N_{24} + \frac{1}{4}(N_{25} - N_{24})$</td> </tr> </table>	C_1	Primer cuartil	$N_8 + \frac{3}{4}(N_9 - N_8)$	C_2	Segundo cuartil	$\frac{1}{2}(N_{16} + N_{17})$	C_3	Tercer cuartil	$N_{24} + \frac{1}{4}(N_{25} - N_{24})$	<p>Se insta a la Comisión aclarar la ecuación para determinar el segundo cuartil, al existir una omisión de notación en ella</p>
C_1	Primer cuartil	$N_8 + \frac{3}{4}(N_9 - N_8)$								
C_2	Segundo cuartil	$\frac{1}{2}(N_{16} + N_{17})$								
C_3	Tercer cuartil	$N_{24} + \frac{1}{4}(N_{25} - N_{24})$								
<p>Se establece que cada riesgo que conforman los parámetros externos tendrá una ponderación máxima de 1.5000%, que será dividida en partes iguales a los intervalos establecidos en el numeral anterior.</p>	<p>¿Cuáles son las bases para determinar una ponderación de 1.5%?</p>									
<p>Las fuentes de información para los parámetros externos son las siguientes:</p> <p style="text-align: center;"><i>Fuente de la serie viviendas con Gas Natural</i></p> <table border="1" data-bbox="241 1153 892 1396"> <tr> <td>Fuente:</td> <td><i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i></td> </tr> <tr> <td>Serie:</td> <td><i>Tabulados de hogares y viviendas – Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.</i></td> </tr> <tr> <td>Tipo de Datos:</td> <td><i>Indicadores de precisión estadística, así como la presentación de datos</i></td> </tr> </table>	Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>	Serie:	<i>Tabulados de hogares y viviendas – Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.</i>	Tipo de Datos:	<i>Indicadores de precisión estadística, así como la presentación de datos</i>	<p>Especificar si en caso de que la información no esté disponible para su consulta, se aplicará el ultimo dato disponible.</p>			
Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>									
Serie:	<i>Tabulados de hogares y viviendas – Viviendas por entidad federativa, según combustible más utilizado para cocinar.</i>									
Tipo de Datos:	<i>Indicadores de precisión estadística, así como la presentación de datos</i>									

OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p>Frecuencia: <i>tabulados de todas las encuestas con muestreo probabilístico del INEGI.</i> Bianual</p>									
<p><i>Fuente de la serie de viviendas con toma de agua y extensión territorial de las entidades federativas</i></p> <table border="1" data-bbox="447 305 1100 511"> <tr> <td>Fuente:</td> <td><i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i></td> </tr> <tr> <td>Serie:</td> <td><i>Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)</i></td> </tr> <tr> <td>Tipo de Datos:</td> <td><i>Micro datos junto con archivo descriptor para el manejo de las bases de datos.</i></td> </tr> <tr> <td>Frecuencia:</td> <td><i>Bianual</i></td> </tr> </table>		Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>	Serie:	<i>Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)</i>	Tipo de Datos:	<i>Micro datos junto con archivo descriptor para el manejo de las bases de datos.</i>	Frecuencia:	<i>Bianual</i>
Fuente:	<i>Encuesta Nacional de Ingresos y Gastos de los Hogares (ENIGH).</i>								
Serie:	<i>Características de las viviendas en que habitan los integrantes del hogar (viviendas)</i>								
Tipo de Datos:	<i>Micro datos junto con archivo descriptor para el manejo de las bases de datos.</i>								
Frecuencia:	<i>Bianual</i>								
<p>4. Determinación de los parámetros internos:</p> <p>Los parámetros internos son aquellos que dependen de la operación del Distribuidor para el desarrollo del sistema de distribución por medio de ducto de gas natural, por lo cual, la Comisión estableció los siguientes criterios:</p> $\text{Parámetros Internos} = \text{Criterio}_A + \text{Criterio}_B$ <p>Donde:</p> <p><i>Parámetros Internos</i> = Parámetros internos del incentivo a la expansión, adimensional</p> <p><i>Criterio_A</i> = Ponderador del incremento en UFBC.</p> <p><i>Criterio_B</i> = Ponderador de la expansión de la red.</p>	<p>Se solicita a la Comisión que aclare cuál fue el análisis que empleó para determinar que la ponderación de cada uno de los criterios de los parámetros internos, asimismo, explique si considera la actualización de estos y bajo qué supuestos.</p>								
<p>Los parámetros internos se fundamentan en el incremento de UFBC y la expansión de la red del sistema desarrollado por el Distribuidor en el año sujeto a supervisión, para lo cual, su ponderación se basa en que, a mayor crecimiento del sistema mayor ponderación y viceversa, de acuerdo con los siguientes criterios:</p>									
<p>a. <u>Criterio A. Incremento en Usuarios Finales de Bajo Consumo:</u> se considera como el porcentaje de incremento de UFBC que presentó el Distribuidor en el año sujeto a supervisión respecto al año inmediato anterior; tal como se detalla a continuación:</p> $\text{Incremento UFBC}_t = \frac{\text{UFBC}_t - \text{UFBC}_{t-1}}{\text{UFBC}_{t-1}} \times 100$ <p>Donde:</p>	<p>Se requiere a la Comisión justifique por qué para el criterio A considera usuarios netos, es decir, conexiones, desconexiones y reconexiones. Lo anterior, considerando que las desconexiones no necesariamente están relacionadas con el desempeño de la prestación del servicio.</p>								

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



<p><i>Incremento UFBC_t</i> Criterio del incremento en Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año sujeto a supervisión, en porcentaje.</p> <p>$UFBC_t = \frac{\text{Total de Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año sujeto a supervisión.}}{\text{Total de Usuarios Finales de Bajo Consumo en el año inmediato anterior al año sujeto a supervisión.}}$</p> <p>b. <u>Criterio B. Expansión en la red</u>: se considera como el porcentaje de crecimiento en la red que presentó el Distribuidor en el año sujeto a supervisión respecto al año inmediato anterior; tal como se detalla a continuación:</p> $\text{Expansión Red}_t = \frac{\text{Red}_t - \text{Red}_{t-1}}{\text{Red}_{t-1}} \times 100$ <p>Donde:</p> <p><i>Expansión Red_t</i> Criterio de la expansión en la red en el año sujeto a supervisión, en porcentaje.</p> <p>$\text{Red}_t =$ Total de kilómetros de red en el año sujeto a supervisión.</p> <p>$\text{Red}_{t-1} =$ Total de kilómetros de red en el año inmediato anterior al año sujeto a supervisión.</p>	<p>¿Bajo qué criterio se determina el incentivo de red, considerando que los permisos con mayor tiempo ya cuentan con un importante desarrollo en sus redes respecto de los nuevos sistemas?</p> <p>Se debe establecer un criterio que permita discriminar entre mercados maduros y nuevos sistemas, ya que, bajo este contexto, zonas en las que ya hay un importante desarrollo de red, no se verían tan beneficiadas con el incentivo, como aquellos sistemas que apenas se van a desarrollar.</p>
<p>Los intervalos para el Incremento en UFBC y la Expansión de la red fueron establecidos a partir de los incrementos relativos en la red de distribuidores de gas natural por medio de ductos de los últimos 5 (cinco) años, a partir de la media aritmética y de la primera desviación estándar de los mismos.</p>	
<p>Se establece que el criterio Incremento en UFBC tendrá una ponderación máxima de 0.6000; mientras que para la Expansión de la red será de 0.4000, que se dividirá en partes iguales conforme los intervalos resultantes del numeral anterior.</p>	<p>Si el incentivo es la expansión de red, debería darse más peso ponderado a esta variable, se solicita a la Comisión una justificación técnica de la ponderación (.4 y .6)</p> <p>¿Por qué si la expansión de red es un incentivo, no se le da más peso? Favor de proporcionar la justificación técnica de la ponderación</p>
<p>Se considera una ponderación de 0 (cero) en los parámetros internos, cuando el Distribuidor presente incrementos inferiores a una desviación estándar en el criterio Incremento en UFBC.</p>	

OFICINA CENTRAL

Bldv. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00
www.engiemexico.com



OFICINA CENTRAL

Bld. M. Ávila Camacho No. 36, Piso 16, Col. Lomas de Chapultepec.
Miguel Hidalgo. C.P. 11000. Ciudad de México, México.
Tel. +52 (55) 52.84.40.00

www.engiemexico.com



EMPRESA
SOCIALMENTE
RESPONSABLE



Workplace
Wellness
Council-Mexico