Contacto CONAMER RICAMIR - JRL - B0000184638

De: AMGN <amgn-principal@amgn.org.mx>
Enviado el: miércoles, 5 de diciembre de 2018 12:30 p. m.
Para: Contacto CONAMER
CC: Gilberto Lepe Saenz; Claudia Veronica Lopez Sotelo; 'marcos.avalos@cofemer.gob.mx'
Asunto: Comentarios para Anteproyecto Expediente No. 65/0040/061118
Datos adjuntos: Carta AMGN - CONAMER DACG Tarifas Dist 051218.pdf; ANEXO Comentarios AMGN DACG Metodología de Tarifas de Distribución 051218.pdf

Importancia: Alta

A quien corresponda,

Con base en la publicación del pasado **6 de noviembre de 2018** del ***Anteproyecto ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL***, en el portal de esa H. Comisión Nacional de Mejora Regulatoria, cuyo expediente es el No. 65/0040/061118, por este medio le hacemos llegar en archivo adjunto comentarios respecto el Anteproyecto.

Agradezco de antemano su atención y consideración.

Saludos cordiales,

Atentamente.

ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL, A.C.
Tel / Fax (55) 5276-2711 / 2100
amgn-principal@amgn.org.mx
www.amgn.org.mx

AMGN
ASOCIACIÓN MEXICANA DE GAS NATURAL
30 ANIVERSARIO 1988-2018

COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
CONTROL DE GESTIÓN
05 DIC. 2018
RECIBIDO
12:32

Ciudad de México, a 4 de diciembre de 2018

MTRO. MARIO EMILIO GUTIÉRREZ CABALLERO
DIRECTOR GENERAL
COMISIÓN NACIONAL DE MEJORA REGULATORIA
Blvd. Adolfo López Mateos No. 3025
Col. San Jerónimo Aculco, CP 10400
Ciudad de México

Expediente: 65/0040/061118

Anteproyecto: ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL. (el Anteproyecto).

P R E S E N T E -

A nombre de los agremiados de esta Asociación Mexicana de Gas Natural (la Asociación), con relación al Anteproyecto referido en el rubro que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) envió a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el pasado 6 de noviembre de 2018 y en alcance al escrito enviado (vía correo electrónico) por la AMGN a la CONAMER con fecha 30 de noviembre del presente con referencia al mismo Anteproyecto, me dirijo ante Usted C. Director General, con el debido respeto, para hacer llegar en documento Anexo los comentarios particulares respecto el Anteproyecto.

Por lo anterior, atentamente pido se sirva.

Tenerme por presentado con la personalidad con que me ostento, haciendo comentarios al Anteproyecto no. 65/0040/061118 en los términos expuestos, a fin de que los mismos sean tomados en consideración al momento de emitir el Dictamen respectivo.

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

Atentamente,

Lorena Patterson
Presidente del Consejo Directivo

Av. Ejército Nacional Mexicano #826-A
Primer piso, Departamento 103 Col. Polanco. C.P. 11550
Tel: 5276 2711 y 5276 2100
amgn.org.mx

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

Referencia (Numeral, inciso)	DICE	DEBE DECIR	COMENTARIOS o JUSTIFICACIÓN
1.1	Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General tienen como objeto establecer la metodología para determinar las Tarifas máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural que los Permisionarios podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios finales por el Servicio de Distribución, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad máxima conforme a las condiciones pactadas, según se establezca en los Términos y Condiciones que forman parte 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.	Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General tienen como objeto establecer la metodología para determinar las Tarifas máximas aplicables a la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural que los Permisionarios podrán cobrar a los Usuarios y Usuarios finales por el Servicio de Distribución, bajo un esquema de regulación con control de rentabilidad ~~máxima conforme a las condiciones pactadas, según se establezca en los Términos y Condiciones que forman parte 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.~~	Este esquema no implica pactar condiciones y por lo tanto, no tiene sentido hacer referencia a los Términos y Condiciones.
1.2	Las Disposiciones Administrativas de Carácter General aplican en todo el territorio nacional y establecen: I. La metodología para la determinación de las Tarifas máximas para la infraestructura que no haya sido comprometida mediante mecanismos de fijación de precios acordados entre el Permisionario y sus Usuarios y Usuarios finales con anterioridad a la determinación de Tarifas máximas por parte de la Comisión, bajo el entendido de que: (i) dichos mecanismos de fijación de precios deberán proceder de procesos competitivos de mercado previamente sancionados por la Comisión, (ii) deberán apegarse a las disposiciones aplicables, y (iii) las tarifas resultantes de dichos procesos competitivos corresponderán a las Tarifas máximas. II. La metodología para la determinación de Tarifas máximas en donde los Permisionarios podrán	I. La metodología para la determinación de Tarifas máximas en donde los Permisionarios podrán proponer las tarifas máximas que pretenden aplicar bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto: a. El costo de oportunidad del capital invertido. b. Los riesgos de invertir en la Industria de Distribución en México c. La rentabilidad efectivamente obtenida	Aclarar ¿A qué mecanismos de fijación de precios se refiere? ¿Tarifas convencionales? El punto I. suena más a ductos de transporte resultantes de una licitación, no a distribución. Dado que se va a fijar un mismo límite de rentabilidad para toda la industria, en ningún caso se están considerando ni los costos ni los riesgos de cada proyecto.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	proponer las tarifas máximas que pretenden aplicar bajo una regulación con control de rentabilidad máxima que supervisará la Comisión, la cual reflejará los siguientes aspectos para cada proyecto: a. El costo de oportunidad del capital invertido. b. El costo estimado de financiamiento. c. Los riesgos inherentes del proyecto. III. Las responsabilidades de los diferentes agentes en la aplicación de esta metodología.	d. Los riesgos de invertir en la Industria de Distribución en México	
1.3	La Comisión contemplará los siguientes objetivos para la aplicación e interpretación de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General: I. Promover el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación, así como de protección de los intereses de los Usuarios que promuevan la demanda y uso racional del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural. II. Propiciar que las actividades reguladas y la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se lleven a cabo de forma eficiente con base en principios de uniformidad, homogeneidad, regularidad, seguridad y continuidad. III. 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, el Reglamento y demás disposiciones aplicables. IV. Evitar prácticas que impliquen la discriminación indebida en la prestación de los Servicios de Distribución por ducto de Gas Natural. V. Promover la competencia y el libre acceso a los servicios de las actividades reguladas.		VII. Doble regulación: Lo único que se debe supervisar es el LRM, si supervisan los costos se estaría sobre regulando al permisionario. La supervisión de costos se considera en la directiva actual de tarifas, en estas DACG ya no se debería considerar.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	VI. Garantizar la protección de los intereses de los Permisionarios, Usuarios y Usuarios finales, quedando a salvo los derechos de los terceros. VII. Considerar la estimación de costos eficientes y la obtención de una rentabilidad razonable sobre sus activos, que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo de financiamiento y los riesgos inherentes al servicio, de quienes realicen la actividad de distribución por ducto de Gas Natural. VIII. Establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicamente efectivos, predecibles, simples, y transparentes que ofrezcan flexibilidad a los Permisionarios. IX. Promover el desarrollo eficiente del mercado de distribución por ducto de Gas Natural.		
2.1	**Base de Activos Regulados o BAR:** Los activos necesarios para la adecuada prestación del servicio, autorizados por la Comisión para la determinación de las Tarifas máximas conforme a las disposiciones aplicables.	**Base de Activos Regulados o BAR:** Los activos reexpresados a pesos del ejercicio base, necesarios para la adecuada prestación del servicio~~, autorizados por la Comisión para la determinación de las Tarifas máximas conforme a las disposiciones aplicables~~.	Es importante aclarar que la base de activos deberá estar reexpresada, como ya se había planteado a la Comisión. Doble regulación: Sólo se debe supervisar el LRM, la función del órgano regulador no será la de autorizar la base de activos, nuevamente esto se toma de la directiva actual y no debe aplicar en esta nueva regulación. La BAR para lo que se debe considerar es para la revisión del LRM.
2.2	**Base Volumétrica:** Modalidad de servicio bajo la cual el Permisionario Obligado prestará el Servicio de Suministro al Usuario Final de Bajo Consumo de manera que éste pueda modificar su consumo, sin restricción alguna, ni penalización, entre cero y el límite máximo de consumo fijado para el Usuario Final de Bajo Consumo.	**Base Volumétrica**: Modalidad de servicio bajo la cual el Permisionario ~~Obligado~~ prestará el Servicio de Suministro al Usuario Final de Bajo Consumo de manera que éste pueda modificar su consumo, sin restricción alguna, ni penalización, entre cero y el límite máximo de consumo fijado para el Usuario Final de Bajo Consumo.	Se hace modificación conforme a lo señalado en el numeral 2.35
2.3	**Capacidad operativa:** El volumen máximo de Gas Natural que se puede conducir por unidad de tiempo (m^3/día) en el Sistema de Distribución, considerando la máxima presión de operación		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	permisible, las condiciones normales de operación, así como las características de diseño y construcción del Sistema correspondiente, consignadas en las especificaciones técnicas del título de permiso respectivo.		
2.4	**Cargo por capacidad:** La porción de la Tarifa denominada en Pesos por Unidad que se aplica a la capacidad reservada por el Usuario o Usuario final para satisfacer su demanda máxima en un periodo determinado.	~~**Cargo por capacidad:** La porción de la Tarifa denominada en Pesos por Unidad que se aplica a la capacidad reservada cantidad máxima diaria establecida en el contrato de servicio en Base Firme por el Usuario o Usuario final para satisfacer su dDemanda mMáxima en un periodo determinado.~~	Procede si se elimina la definición en relación al proyecto de DACG de acceso Abierto.
2.5	**Cargo por conexión:** Monto fijo denominado en Pesos por evento por el cual el Distribuidor podrá recuperar el costo de conexión del Usuario al Sistema del Distribuidor. Este cargo es un monto fijo, aprobado por la Comisión, que se aplicará una sola vez, en una o varias exhibiciones, por punto de Conexión.		
2.6	**Cargo por servicio:** Cantidad máxima 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 y el mantenimiento de medidores, en su caso el mantenimiento de Conexiones y otros. Dicho cargo es un monto que se aplicará en cada periodo de facturación.	**Cargo por servicio:** Cantidad máxima 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	Bajo un esquema de control de rentabilidad, el modelaje debería ser a libre elección del permisionario, con lo cuál éste no debería estar limitado en los conceptos que desee asociar al servicio, capacidad o uso
2.7	**Cargo por uso:** La porción de la Tarifa, definida en Pesos por Unidad, basada en la prestación del servicio que refleja el uso del Sistema de acuerdo al volumen de Gas conducido al Usuario o al Usuario final.		
2.8	**Comisión:** La Comisión Reguladora de Energía.		
2.9	**Conexión estándar:** Conexión cuya longitud es de hasta 30 (treinta) metros.	**Conexión ~~e~~Estándar:** Conexión cuya longitud es de hasta 30 (treinta) metros.	Se debe establecer la referencia técnica para determinar que una Conexión Estándar se considera hasta 30 m
2.10	**Conexión no estándar:** La Conexión que incluya ductos e instalaciones adicionales a los incluidos en la Conexión Estándar y corresponda a las características del servicio requerido por el Usuario o Usuario Final, cuya longitud es superior a los 30 (treinta) metros y hasta los 100 (cien) metros.	**Conexión no estándar:** La Conexión que incluya ductos e instalaciones adicionales a los incluidos en la Conexión Estándar y corresponda a las características del servicio requerido por el Usuario o Usuario Final, cuya longitud	Se debe establecer la referencia técnica para determinar que una Conexión No Estándar se considera superior a 30 m y menor a 100 m

		es superior a los 30 (treinta) metros ~~y hasta los 100 (cien) metros.~~	No está justificado que la longitud sea hasta 100 metros Este comentario ya se ha hecho en las DACG de Acceso Abierto
2.11	**Demanda máxima:** Para el caso de la utilización de los Sistemas, es la cantidad máxima diaria de Gas Natural conducida durante un periodo determinado. Cuando se refiere a un Usuario o Usuario final, es la cantidad de Gas Natural entregada durante un periodo determinado en unidades.		
2.12	**Disposiciones:** Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General.		
2.13	**Distribución con Comercialización:** El Servicio de Distribución que incluye la adquisición de Gas Natural, por parte del Distribuidor, y su enajenación para Usuarios Finales de Bajo Consumo.		
2.14	**Distribución Simple:** La acción de recibir el Gas Natural en el Punto o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en un punto distinto del mismo Sistema.	**Distribución Simple:** La acción de recibir el Gas Natural en el Punto o los Puntos de Recepción del Sistema de Distribución y entregarlo en el ~~p~~Punto de Entrega ~~distinto del mismo Sistema~~.	Uso de los términos definidos.
2.15	**Distribuidor:** El titular de un permiso de Distribución de Gas Natural por medio de ductos otorgado por la Comisión.		
2.16	**DACG de Servicios y Acceso abierto:** 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.		
2.17	**DOF:** Diario Oficial de la Federación.		
2.18	**Ductos:** Las tuberías e instalaciones para la conducción de Gas Natural.		
2.19	**Factor de Carga:** Para el caso de la utilización de los Sistemas, es la relación porcentual entre el Flujo promedio y la Capacidad operativa respectiva del Sistema de distribución por ducto durante un periodo determinado. Cuando se refiere a un		

	Usuario, es la relación entre su demanda promedio y su demanda máxima durante un periodo determinado.		
2.20	**Flujo:** El volumen de Gas Natural, o su equivalente en Unidades, que se recibe, conduce y entrega a través de un Sistema en un periodo determinado.		
2.21	**Flujo Neto:** Diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el costo anual de la inversión.		
2.22	**Gas o 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 las Normas Aplicables que la modifiquen o sustituyan.		
2.23	**Grupo Tarifario:** Conjunto de Usuarios y Usuarios finales con características comunes y uniformes tales como el Rango de volumen, la región del Sistema, la presión de entrega, la capacidad reservada o cualquier otro factor de diferenciación técnico y objetivo que apruebe la Comisión para efectos de distinguir las Tarifas máximas de los Permisionarios.	**Grupo Tarifario:** Conjunto de Usuarios y Usuarios finales con características comunes y uniformes tales como el Rango de volumen, la región del Sistema, la presión de entrega, ~~la capacidad reservada~~ la cantidad máxima establecida en el contrato de Servicio en Base Firme o cualquier otro factor de diferenciación técnico y objetivo que apruebe la Comisión para efectos de distinguir las Tarifas máximas de los Permisionarios.	Procede si se elimina la definición de capacidad reservada, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
2.24	**Información Regulatoria de Costos y Activos o IRC**: Información solicitada por la Comisión a los Permisionarios que conforma la base de información necesaria para el cálculo, revisión y actualización, en su caso, de las Tarifas máximas de los Permisionarios, así como el control y supervisión de las actividades reguladas de hidrocarburos.		
2.25	**Inicio de operaciones:** Momento en que el Sistema de distribución por ducto está empacado, listo para operar e iniciar la prestación del servicio previa aprobación de la Comisión.	**Inicio de operaciones:** Momento en que el Sistema de ~~d~~Distribución por ducto está empacado, listo para operar e iniciar la prestación del servicio previo~~a aprobación~~ aviso del Permisionario a la Comisión.	Término definido. En los Permisos solo se prevé que el Distribuidor dé un aviso con quince días de anticipación a la Comisión. En caso de que la Comisión deba aprobar el inicio de operaciones tendría que establecer un procedimiento. De lo contrario se podrían retrasar contratos de suministro y se

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

			podría afectar a usuarios con los que ya se hubiera firmado un contrato.
2.26	**Ley o LH:** Ley de Hidrocarburos.		
2.27	**Límite de Rentabilidad Máxima o LRM:** Es la rentabilidad máxima establecida por la Comisión que un Permisionario bajo un esquema regulatorio de control de rentabilidad podrá obtener como retribución por la prestación de sus servicios durante el Periodo regulatorio vigente.		
2.28	**Lista de tarifas:** El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisionario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión, así como por el Permisionario en el DOF.	**Lista de tarifas:** El conjunto de Tarifas máximas y otros cargos aprobados por la Comisión a cada Permisionario de distribución por ducto de Gas Natural y que son publicadas en la página electrónica de la Comisión	No tiene sentido mantener la publicación en DOF que solo aumenta los costos administrativos, retrasa la aplicación de las mismas por tiempos ajenos al permisionario y no son de uso común para los usuarios, más aún cuando en el mecanismo de publicación no se contempla
2.29	**Mecanismo de ajuste o MA:** Es el proceso al que deberán sujetarse los Permisionarios que se encuentren bajo regulación con control de rentabilidad y excedan el Límite de Rentabilidad Máxima.	**Mecanismo de ajuste o MA:** Es el proceso al que deberán sujetarse los Permisionarios que se encuentren bajo regulación con control de rentabilidad y excedan el Límite de Rentabilidad Máxima **reiteradamente.**	Dejar claro que este mecanismo de ajuste únicamente se aplicará cuando el permisionario exceda el LRM en repetidas ocasiones.
2.30	**Normas técnicas**: Las Normas Oficiales Mexicanas (NOM), Normas Mexicanas (NMX) y cualquier otra Disposición administrativa de carácter general que resulte aplicable, expedida de conformidad con la Ley Federal de Metrología y Normalización o que la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos o cualquier otro organismo con dicha competencia legal determine en términos de su ley. A falta de dichas normas o, en su caso, lo no previsto por las mismas; las normas, códigos, lineamientos o estándares nacionales o internacionales que sean adoptados por el Permisionario, previa aprobación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos o la autoridad competente, o las disposiciones administrativas aplicables a la actividad regulada emitidas o aprobadas por la Comisión.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

2.31	**Otros servicios:** Todos los actos necesarios que tiene que llevar a cabo un Permisionario, adicionales a la propia distribución por ducto, para entregar el Gas Natural en el punto de entrega conforme a las necesidades de los Usuarios o Usuarios finales, pactados en el contrato de prestación de los servicios, mismos que deberán ser aceptados expresamente por el Usuario o Usuario final, y se reflejarán de manera desglosada en la factura correspondiente. Dichos servicios deberán ser incluidos en los TCPS conforme a las DACG de Servicios y Acceso abierto.	**Otros servicios:** Todos los actos necesarios que tiene que llevar a cabo un Permisionario, adicionales a la propia distribución por ducto, para entregar el Gas Natural en el ~~p~~Punto de entrega conforme a las necesidades de los Usuarios o Usuarios finales, pactados en el contrato de prestación de los servicios, mismos que deberán ser aceptados expresamente por el Usuario o Usuario final, y se reflejarán de manera desglosada en la factura correspondiente. Dichos servicios deberán ser incluidos en los TCPS conforme a las DACG de Servicios y Acceso abierto.	Término definido.
2.32	**Pérdidas operativas**: Es la diferencia entre la cantidad de Gas Natural inyectada a un Sistema y la cantidad extraída del mismo, considerando las diferencias de medición. En la medición de las Pérdidas operativas no se considera el volumen de Gas Natural de empaque en los ductos o los desbalances que sean atribuibles directamente a un Usuario o grupo de Usuarios.	**Pérdidas operativas**: Es la diferencia entre la cantidad de Gas Natural inyectada a un Sistema y la cantidad extraída del mismo, considerando las diferencias de medición. En la medición de las Pérdidas operativas no se considera el volumen de Gas Natural de empaque en los ~~d~~Ductos o los desbalances que sean atribuibles directamente a un Usuario o grupo de Usuarios.	Término definido.
2.33	**Periodo regulatorio o Periodo tarifario:** Es el periodo en el cual una Tarifa máxima permanece vigente. Dicha vigencia se establecerá en la resolución y/o acuerdo que apruebe la Comisión.	**Periodo regulatorio o Periodo tarifario:** Es el periodo en el cual una Tarifa máxima permanece vigente. Dicha vigencia se establecerá en la resolución que apruebe la Comisión.	Confirmar si el periodo regulatorio puede ser autorizado vía acuerdo o únicamente en resolución.
2.34	**Periodo pico del Sistema:** El periodo o periodos en que el Sistema distribuye el volumen máximo de Gas Natural por Unidad de tiempo.		
2.35	**Permisionario:** Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en el artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos.	~~**Permisionario**: Petróleos Mexicanos, cualquier otra empresa productiva del Estado o entidad paraestatal, o cualquier particular que sea titular de un permiso para la realización de las actividades previstas en el artículo 48 de la Ley de Hidrocarburos.~~ **Permisionario:** <u>El titular de un permiso de Distribución que enajene Gas Natural a Usuarios Finales de Bajo Consumo.</u>	Se propone esta definición ya que en todo el documento se hace referencia a que el “Permisionario” es aquel que tiene un permiso de Distribución de Gas Natural. Con esta redacción también se estaría eliminando la definición de “Permisionario obligado”.
2.36	**Permisionario obligado:** El titular de un permiso de comercialización o de un permiso de Distribución que enajene Gas Natural a Usuarios Finales de Bajo Consumo.	~~Permisionario obligado: El titular de un permiso de comercialización o de un permiso de Distribución que~~	Se elimina conforme a lo expresado en la disposición 2.35.

		~~enajene Gas Natural a Usuarios Finales de Bajo Consumo.~~	
2.37	**Pesos:** Moneda de curso legal en los Estados Unidos Mexicanos.		
2.38	**Punto de entrega:** Punto acordado comercialmente entre las partes en que se transfiere la posesión y la custodia del Gas Natural del Permisionario, al Usuario o Usuario Final a la salida del medidor o la estación de regulación y medición.		
2.39	**Punto de recepción:** Punto acordado comercialmente entre las partes en que el Distribuidor recibe en su Sistema el Gas Natural del Usuario o Usuario Final.		
2.40	**Rango de volumen:** El intervalo entre los niveles mínimos y máximos de Gas Natural conducido durante un periodo de tiempo determinado correspondiente a un Grupo Tarifario específico.		
2.41	**Reglamento:** El Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos.		
	Región	**Región**	Incluir la definición de región, ya que se hace referencia a este concepto en varias disposiciones y no resulta claro bajo el esquema de Zona geográfica única.
2.42	**Revisión tarifaria:** Es el proceso de determinación de la Lista de tarifas máximas aplicables al siguiente Periodo regulatorio.		
2.43	**Riesgo país:** Diferencial de riesgo entre invertir en Estados Unidos de América y México, es obtenido a través del índice *EMBI+ Spread Mexico* calculado por *JP Morgan*.		
2.44	**Servicio de Distribución:** La actividad de recibir, conducir y entregar Gas Natural, a través de una red de tuberías e instalaciones a Usuarios o Usuarios Finales. Esta actividad puede referirse a distribución simple o distribución con comercialización según aplique. Lo anterior conforme a los TCPS vigentes de distribución.	**Servicio de Distribución:** La actividad de recibir, conducir y entregar Gas Natural, a través de una red de tuberías e instalaciones a Usuarios ~~o~~ Usuarios Finales o Usuarios finales de bajo consumo. Esta actividad puede referirse a ~~d~~Distribución ~~s~~Simple o ~~d~~Distribución con ~~c~~Comercialización según aplique. Lo anterior conforme a los TCPS vigentes de distribución.	Los Usuarios finales de bajo consumo también se encuentran contemplados dentro del servicio de distribución.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

2.45	**Servicio firme o en base firme:** 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 y no puede ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones, excepto bajo condiciones extraordinarias definidas en la regulación emitida por la Comisión, el título del permiso y en los Términos y Condiciones.	**Servicio firme o en base firme:** 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 ~~S~~servicio solo para aquellos ~~al~~ Usuario o Usuario final que no sean Usuarios Finales de Bajo Consumo, por lo que tiene prioridad en la nominación de la prestación de los servicios y no puede ser objeto de interrupciones, reducciones o suspensiones, excepto bajo condiciones de Alerta Crítica y extraordinarias definidas en la regulación emitida por la Comisión, el título del permiso y en los Términos y Condiciones	Deberá considerarse que los UFBC no tienen que contratar dicha modalidad. El servicio en Base firme puede interrumpirse o reducirse por temas de Alertas críticas.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

2.46	**Servicio interrumpible o en base interrumpible**: Modalidad de servicio bajo la cual 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 sin responsabilidad por parte del Distribuidor, de acuerdo al título del permiso y en los Términos y Condiciones del Distribuidor.	~~**Servicio interrumpible o en base interrumpible**: Modalidad de servicio bajo la cual 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 sin responsabilidad por parte del Distribuidor, de acuerdo al título del permiso y en los Términos y Condiciones del Distribuidor.~~	La capacidad de los sistemas de distribución es dinámica al existir una constante expansión de las redes, la disponibilidad de capacidad dependerá del punto y el momento del sistema que se evalúe. Considerando esto, la modalidad de servicio en base interrumpible no podría ser una alternativa que el distribuidor debiera ofrecer sino solamente prestar su servicio de distribución con reserva de capacidad o en esquema volumétrico. Dado que los sistemas de distribución crecen constantemente, se tendría que calcular la capacidad del mismo cada vez que un usuario solicite reserva de capacidad, entendiendo además que el distribuidor reserva consigo mismo la capacidad de usuarios menores. En la industria no existen sistemas de controles para controlar o interrumpir a estos usuarios en un sistema de distribución. Pueden existir algunos sistemas inteligentes de corte o interrupción pero instalar masivamente seria extremadamente caro.
2.47	**Servicios de Conexión:** El conjunto de obras y servicios necesarios para conectar a los Usuarios o Usuarios finales con los Sistemas de distribución por ducto de Gas Natural.		
2.48	**Sistema de distribución o Sistema:** El conjunto de tuberías, equipos e instalaciones que inicia en el o los puntos de recepción hasta los Puntos de entrega a los Usuarios o Usuarios finales, incluyendo las conexiones e interconexiones, que conforman una red continua que opera a una presión máxima de 21 kg/cm^2.	**Sistema de distribución o Sistema:** El conjunto de tuberías, equipos e instalaciones que inicia en el o los Puntos de Recepción hasta los Puntos de Entrega a los Usuarios o Usuarios finales, que conforman una red continua o discontinua que opera a una presión máxima de 21 kg/cm2, o aquellos que se desarrollen dentro de	Existen redes de Distribución que operan a mayor presión y así esta estipulado en sus permisos de distribución. En estos casos deberían prevalecer las condiciones de los permisos.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

		una Zona Geográfica de acuerdo a las características previas a las establecidas en el acuerdo A/070/2017.	Definición propuesta para las DACG de acceso abierto. Con esta definición se consideran todos aquellos sistemas que operan en condiciones distintas a las señaladas en el A/070/2017.
2.49	**Tarifa binómica:** La tarifa que se integra de dos componentes representados por el Cargo por capacidad y el Cargo por uso correspondientes a la prestación del servicio a un determinado Grupo Tarifario.		
2.50	**Tarifa convencional:** Acuerdos convencionales o descuentos pactados por el Usuario y el Permisionario para un servicio determinado, de conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones, en apego a los TCPS, y DACG de Servicios y Acceso abierto.		
2.51	**Tarifa máxima:** El cargo unitario máximo que un Permisionario puede cobrar por el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural a cada Usuario o Grupo Tarifario. Las Tarifas máximas son aprobadas por la Comisión.		
2.52	**Tarifa máxima inicial:** Es la Tarifa máxima asociada a un Usuario o Grupo Tarifario al inicio de cada Periodo regulatorio de la prestación de los servicios. Las Tarifas máximas iniciales son aprobadas por la Comisión.		
2.53	**Tarifa monómica:** La tarifa que se compone de un solo 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 a las Unidades de Gas Natural conducido.		
2.54	**TCPS:** Los Términos y Condiciones para la prestación de los servicios que forman parte integral de los títulos de permiso de los distribuidores de conformidad con lo establecido en las DACG de Servicios y Acceso abierto.	**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, establecen procedimientos, derechos y obligaciones del Permisionario frente a los Usuarios y viceversa.	Mayor claridad
2.55	**Unidad:** La cantidad de Gas Natural a las condiciones termodinámicas base definidas en las Normas técnicas, que al quemarse en proporción estequiométrica con aire a las mismas		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	condiciones de presión y temperatura, produce la energía térmica equivalente a un Gigajoule ($1x10^9$ joules).		
2.56	**Usuario:** El Permisionario que solicita o utiliza los servicios del Distribuidor.		
2.57	**Usuario final:** La persona que solicita los servicios del Distribuidor para satisfacer su consumo de Gas Natural.		
2.58	**Usuario final de bajo consumo:** Usuario Final que adquiere Gas Natural, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5000 GJ.	**2.58 Usuario final de bajo consumo:** Usuario Final que adquiere Gas Natural, cuyo consumo máximo anual del energético es de hasta 5000 **GJ/año**	
3.1	La metodología para la determinación de Tarifas máximas y, por lo tanto, el esquema regulatorio será de aplicación general.		
3.2	Tomando en consideración lo anterior, el proceso de determinación de tarifas máximas se llevará a cabo conforme al esquema de regulación con control de rentabilidad máxima y será aplicable para todos los Permisionarios, a los cuales no se les haya determinado Tarifas máximas con anterioridad a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, o no se encuentren en proceso de determinación de Tarifas máximas que continúen a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones, así como a los Permisionarios que soliciten expresamente la aplicación de este esquema y tengan una Tarifa máxima determinada por la Comisión bajo la metodología aplicable previo a la emisión de las presentes Disposiciones conforme a la disposición 0, o bien se encuentran en proceso de revisión tarifaria y se hayan desistido de dicho proceso previo a la solicitud de aplicación de las presentes Disposiciones.		
3.3	La regulación con control de rentabilidad máxima es un esquema bajo el cual el Permisionario presenta a la Comisión una propuesta de Tarifas máximas para el inicio de cada Periodo regulatorio, las cuales deberán salvaguardar las DACG de Servicios y Acceso abierto y sujetarse a criterios de no indebida discriminación. Asimismo, deberán ser resultado de la	~~La regulación con control de rentabilidad máxima es un esquema bajo el cual el Permisionario presenta a la Comisión una propuesta de Tarifas máximas para el inicio de cada Periodo regulatorio, las cuales deberán salvaguardar las DACG de Servicios y Acceso abierto y sujetarse a criterios de no indebida discriminación.~~	En la disposición 4.1. se señala en qué casos será aplicable la metodología. Es repetitivo ponerlo en esta disposición.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	metodología tarifaria que presente el Permisionario de conformidad a lo establecido en el apartado tercero. Por su parte, la Comisión aprobará, en su caso, las Tarifas máximas propuestas y supervisará que la rentabilidad efectiva anual obtenida por el Permisionario, derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas, no exceda el LRM, tal y como se describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.	~~Asimismo, deberán ser resultado de la metodología tarifaria que presente el Permisionario de conformidad a lo establecido en el apartado tercero. Por su parte, la Comisión aprobará, en su caso, las Tarifas máximas propuestas y supervisará que la rentabilidad efectiva anual obtenida por el Permisionario, derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas, no exceda el LRM, tal y como se describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.~~ Tomando en consideración lo anterior, el proceso de determinación de tarifas máximas se llevará a cabo conforme al esquema de regulación con control de rentabilidad máxima y será aplicable conforme a lo establecido en la disposición 4.1.	Aclarar sí se deberá llevar dos contabilidades, para así poder segregar AR & Gastos autorizados.
3.4	En los casos en que la Comisión determine que el Permisionario obtuvo una rentabilidad efectiva anual superior al LRM establecido conforme al apartado cuarto, éste deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste conforme a lo establecido en la sección 9.	En los casos en que la Comisión determine que el Permisionario obtuvo una rentabilidad efectiva anual superior al LRM establecido conforme al apartado cuarto, en dos periodos consecutivos, éste deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste conforme a lo establecido en la sección 9.	El mecanismo de ajuste únicamente aplica cuando se exceda al LRM en repetidas ocasiones.
3.5	Las Tarifas máximas resultantes de la aplicación de la regulación con control de rentabilidad máxima, deberán cumplir con las características descritas en el apartado tercero de las presentes Disposiciones.		
3.6	Las Tarifas máximas aplicables a los Servicios de Distribución por ducto de Gas Natural se determinarán en Pesos conforme a la presente metodología, de acuerdo a lo indicado en los apartados segundo y tercero de las presentes Disposiciones.		
3.7	Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión, y los Permisionarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones. El establecimiento de las Tarifas máximas requerirá la aprobación de la Comisión, previa verificación de la propuesta	Las Tarifas máximas establecidas bajo regulación con control de rentabilidad máxima serán aprobadas por la Comisión previa verificación de la propuesta metodológica del Permisionario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones, conforme a los plazos establecidos en la disposición 4.19. Los Permisionarios estarán sujetos a una supervisión de la rentabilidad efectiva anual que se llevará a cabo en el	Se sugiere redacción.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	metodológica del Permisionario respecto al cumplimiento de las presentes Disposiciones. Lo anterior, no será aplicable para los Permisionarios que	primer semestre de cada año, tal y como se describe en los apartados tercero, cuarto, y quinto de las presentes Disposiciones.	
3.8	Cualquier situación no prevista en las presentes Disposiciones, será resuelta por la Comisión, en ejercicio de sus atribuciones conforme a la Ley, el Reglamento y demás disposiciones aplicables, previa petición por escrito de cualquier Permisionario. Asimismo, en caso de no cumplir con las presentes Disposiciones, la Comisión resolverá de oficio con base en la mejor información que disponga de conformidad con la Ley y el Reglamento.		
4.1	El esquema de regulación con control de rentabilidad máxima será aplicable para cualquiera de los siguientes casos: I. Permisionarios que cuenten con Tarifas máximas aprobadas por la Comisión y que soliciten la aplicación del esquema de control de rentabilidad máxima conforme a la disposición 4.3. II. Permisionarios a los cuales no se les haya determinado Tarifas máximas con anterioridad a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones o no se encuentren en proceso de determinación de Tarifas máximas. III. Permisionarios que se encuentran en proceso de revisión de Tarifas máximas y se hayan desistido de dicho proceso conforme a las disposiciones aplicables, previo a la solicitud de aplicación de las presentes Disposiciones.		
4.2	El Permisionario deberá brindar acceso al servicio en condiciones de confiabilidad, seguridad, calidad y no deberá ser resultado de prácticas monopólicas. Lo anterior, deberá estar alineado con las obligaciones de prestación del servicio establecidas en las DACG de Servicios y Acceso abierto vigentes.	~~El Permisionario deberá brindar acceso al servicio en condiciones de confiabilidad, seguridad, calidad y no deberá ser resultado de prácticas monopólicas. Lo anterior, deberá estar alineado con las obligaciones de prestación del servicio establecidas en las DACG de Servicios y Acceso abierto vigentes.~~	No es tema de estas Disposiciones, sino de las DACG de Acceso abierto.
4.3	De conformidad con el apartado segundo, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural podrán proponerse por cada Permisionario a la Comisión,	De conformidad con el apartado segundo, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural podrán proponerse por cada Permisionario a la Comisión, siendo aplicables al	En la disposición 4.5. se especifican las características del Periodo regulatorio, por lo que no es necesario ser tan repetitivos.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	siendo aplicables al Periodo regulatorio correspondiente que proponga el Permisionario, el cual no podrá ser menor a un año.	Periodo regulatorio correspondiente~~. que proponga el Permisionario, el cual no podrá ser menor a un año.~~	El Permisionario debe ser libre de proponer su periodo regulatorio dependiendo de su demanda o estacionalidad de la zona. No se debe establecer un periodo mínimo o máximo para las mismas.
4.4	La propuesta de Tarifas máximas deberá cumplir efectivamente con las consideraciones descritas en el presente apartado y los objetivos especificados en la disposición 1.3, y estará sujeta a la aprobación de la Comisión, previo pago de derechos o aprovechamientos respectivos, que deberá estar acompañado de la información conforme a lo establecido en las presentes Disposiciones.		
4.5	Cada Permisionario tendrá la libertad para definir el Periodo regulatorio mediante el cual se ajustarán las Tarifas máximas, el cual no podrá ser menor a un año.		
4.6	El Permisionario deberá solicitar a la Comisión la aprobación de la nueva Lista de tarifas aplicable a cada subsecuente Periodo regulatorio. Esta solicitud deberá ser entregada por el Permisionario a la Comisión a más tardar noventa días hábiles previo a la finalización del Periodo regulatorio vigente.	El Permisionario deberá solicitar a la Comisión la aprobación de la nueva Lista de tarifas aplicable a cada subsecuente Periodo regulatorio. Esta solicitud deberá ser entregada por el Permisionario a la Comisión a más tardar **treinta** días hábiles previo a la finalización del Periodo regulatorio vigente.	Uno de los objetivos de este tipo de esquema es reducir los tiempos administrativos de aprobación, toda vez que la carga administrativa y el proceso de reducción se aligeran esto se debería corresponder con una reducción sustancial en los tiempos de resolución.
4.7	La no entrega de la nueva Lista de tarifas conforme al plazo establecido en la disposición 4.6 anterior, implicará la determinación de oficio de la nueva Lista de tarifas por parte de la Comisión, considerando la mejor información que disponga en ese momento, así como llevar a cabo las acciones que considere necesarias. Cabe mencionar que, la Lista de tarifas determinada de oficio no será actualizada por ningún mecanismo hasta que el Permisionario presente su propuesta de Lista de tarifas máximas para el siguiente periodo regulatorio conforme a las presentes Disposiciones.		
4.8	Los Periodos regulatorios propuestos por el Permisionario deberán ser consistentes con la vigencia del permiso y las posibles extensiones a éste.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

4.9	La flexibilidad que tendrá cada Permisionario para determinar las Tarifas máximas estará sujeta al proceso de control y mecanismo de supervisión por parte de la Comisión conforme a los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.		
4.10	Conforme a las presentes Disposiciones, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de cada Permisionario incluyen: I. Las tarifas en base firme. II. Las tarifas en base interrumpible. III. Los cargos por conexión cualquiera que sea su tipo. IV. Otros cargos asociados al servicio.	**Regulación:** Conforme a las presentes Disposiciones, las Tarifas máximas aplicables al Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de cada Permisionario incluyen: I. Las tarifas en base firme. II. ~~Las tarifas en base interrumpible.~~ II Las Tarifas en base volumétrica III. Los cargos por conexión cualquiera que sea su tipo. IV. Otros cargos asociados al servicio.	No se hace mención a una sola tarifa volumétrica para UFBC.
4.11	Para cada Periodo regulatorio, los Permisionarios presentarán para aprobación de la Comisión: I. Una propuesta de Tarifas máximas. II. La metodología de ajuste tarifario de conformidad con la disposición 4.13. III. El esquema de facturación utilizado (esquema escalonado, por bloques u otro que pretenda aplicar). IV. La metodología de derivación tarifaria que utilizó el Permisionario para determinar sus Grupos tarifarios. V. La información que contemple el IRC conforme a lo dispuesto en el apartado quinto. Además, deberá entregar cualquier información adicional que la Comisión considere pertinente para su aprobación, previo inicio del Periodo regulatorio. Lo anterior, con la salvedad de que el Permisionario no estará obligado a la entrega de un plan de negocios y la Comisión, en su caso, aprobará las Tarifas máximas y supervisará que la rentabilidad efectiva anual que el Permisionario obtenga derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas no exceda el LRM, tal y como se describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.	4.11.- Para cada Periodo regulatorio, los Permisionarios presentarán para aprobación de la Comisión: I. Una propuesta de Tarifas máximas. II. La metodología de ajuste tarifario de conformidad con la disposición 4.13. III. El esquema de facturación utilizado (esquema escalonado, por bloques u otro que pretenda aplicar). IV. La información que contemple el IRC conforme a lo dispuesto en el apartado quinto. Lo anterior, con la salvedad de que el Permisionario no estará obligado a la entrega de un plan de negocios y la Comisión, en su caso, aprobará las Tarifas máximas y supervisará que la rentabilidad efectiva anual que el Permisionario obtenga derivado de la aplicación de dichas Tarifas máximas no exceda el LRM, tal y como se	La metodología de derivación es irrelevante para el control de rentabilidad, con lo cual el Permisionario debería ser libre de asignar sus cargos y grupos y no tendría por qué ser considerada una prueba de descarga para la aprobación de tarifas. Abrir la posibilidad de **"cualquier información adicional**" atenta contra los objetivos establecidos en la disposición 1.3 de **"Establecer condiciones y reglas que generen esquemas regulatorios económicamente efectivos, predecibles, simples, y transparentes**", ya que los deja sujetos a criterios subjetivos y tiempos del aprobante, atentando contra la rentabilidad del Permisionario por la aplicación, en tanto no se resuelva un pliego tarifario, de una tarifa anterior. Caso que ya hemos padecido varios Permisionarios.

		describe en los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones.	
4.12	Para todas las solicitudes bajo las presentes Disposiciones, la Comisión tomará en consideración lo siguiente para efectos de determinar la aprobación de las Tarifas máximas propuestas: I. Si el solicitante ya opera otros Sistemas en México, las tarifas propuestas se compararán con el nivel tarifario que el Permisionario tiene actualmente en México. II. Si el solicitante no opera actualmente ningún Sistema en México, la Comisión llevará a cabo un ejercicio comparativo de las Tarifas máximas de los Permisionarios que operan en la región del proyecto.	**Eliminar disposición**	No tiene sentido hacer los comparativos que se prevén en esta disposición, dado que la propuesta de tarifas del Distribuidor es la que le permitirá alcanzar el LRM y no tendría por qué ser comparable con las listas de tarifas vigentes de todos los permisos del Distribuidor. Adicionalmente, el comparativo de tarifas de sistemas operando en distintas partes del país no tiene ningún sentido, cada región tiene sus particularidades. Por otro lado, comparar las tarifas de un sistema que iniciará operaciones vs las de otros sistemas que ya operan en la misma región puede tener sus asegunes, entre ellos el grado de penetración del servicio y la edad del sistema de distribución, por mencionar algunos. Por lo anterior, parecería que para la aprobación de tarifas la Comisión utilizaría como referencia las tarifas que existan en otros sistemas de distribución las cuales no necesariamente estarán en igualdad de condiciones de las que propone el solicitante. Los esquemas tipo Benchmark no solo han demostrado su poca confiabilidad en el pasado, si no que ante un cambio de esquema regulatorio resulta aún más inoperante.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

			Comparar nuevas tarifas en donde las tasas de retorno no son equivalentes, ni la metodología de ajuste de las mismas, es un grave error. Aunado a que las tarifas vigentes fueron ajustadas por el regulador, pocos son los casos en donde las tarifas propuestas por el Permisionario se aprobaron como tal Cada Permisionario posee costos diferentes entre sus zonas y más aún contra otros Permisionarios dependiendo de su Mercado Objetivo y proveedores de productos. Esta aseveración únicamente aplicaría en caso de que el Permisionario no presentará su lista de tarifas correspondiente al próximo periodo Regulatorio
4.13	La metodología de ajuste tarifario presentada por el Permisionario, deberá contemplar únicamente los efectos derivados de las variaciones de los índices macroeconómicos, ya sea de manera mensual o anual según convenga a los intereses del Permisionario. Por lo anterior, su propuesta deberá incluir, por lo menos lo siguiente: I. Pliego tarifario base. II. Variables macroeconómicas: Índice de inflación (INPC), *Consumer Price Index* (CPI) y Tipo de cambio. III. Asignación de recuperación de costos para cada Grupo Tarifario. IV. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior, deberá contar con el dictamen de un	La metodología de ajuste tarifario presentada por el Permisionario, deberá contemplar los efectos derivados de las variaciones de los índices macroeconómicos, ya sea de manera mensual o anual según convenga a los intereses del Permisionario. Por lo anterior, su propuesta y podrá incluir lo siguiente: I. Pliego tarifario base. II. Variables macroeconómicas: Índice de inflación (INPC), Consumer Price Index (CPI) y Tipo de cambio. III. ~~Asignación de recuperación de costos para cada Grupo Tarifario.~~ IV. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior, deberá contar con el informe de un tercero independiente conforme a lo establecido en el apartado quinto.	Parecería que la metodología será igual a la vigente. Si el distribuidor es quien propondrá la metodología de ajuste, ¿por qué limitarnos a determinadas variables? Eliminar la palabra “únicamente”. Este apartado es ambiguo, al decir únicamente pareciera que son las únicas variables a utilizar, en cambio más delante dicen que deberán contener “al menos”, dando flexibilidad a incluir más variables, las cuales propondrá el permisionario. III. ¿Para qué requieren la asignación por grupo tarifario? No debería ser información obligatoria cuando el permisionario no la utilice para el ajuste tarifario.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	tercero independiente conforme a lo establecido en el apartado quinto.		IV. No se puede solicitar “dictamen” ya que esta información no la dictaminan los despachos contables. Se puede proporcionar la revisión y opinión favorable de los mismos, mas no un dictamen.
4.14	En caso de no presentar el dictamen de un tercero independiente acerca de las afectaciones por la inflación en México, por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, los ajustes tarifarios solo tomarán en cuenta las variables macroeconómicas de México.	En caso de no presentar el informe de un tercero independiente acerca de las afectaciones por la inflación en México, por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, los ajustes tarifarios solo tomarán en cuenta las variables macroeconómicas de México.	No se puede solicitar “dictamen” ya que esta información no la dictaminan los despachos contables. Se puede proporcionar la revisión y opinión favorable de los mismos, mas no un dictamen.
4.15	La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio serán aprobadas por la Comisión para cada Periodo regulatorio. Dichas proporciones quedarán establecidas para cada año del Periodo regulatorio al momento de aprobar las Tarifas máximas. Por lo cual, esta información deberá formar parte de la solicitud de tarifas máximas.	La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio serán aprobadas por la Comisión para cada Periodo regulatorio y, en caso de que el mismo sea mayor a un año, podrán modificarse de manera anual. Para ello el Permisionario presentará a la Comisión un informe de un tercero independiente.	Las proporciones pueden variar conforme a la variación de los costos e inversiones, por lo que la realidad puede ser muy distinta a lo que se proponga al inicio del Periodo regulatorio, en especial si este abarca más de dos años.
4.16	Cuando el Permisionario ofrezca Servicios en base interrumpible a Usuarios y/o Usuarios finales que no dispongan del Servicio en base firme, deberán asegurarse de que éstos: I. Dispongan de las instalaciones y el equipo necesarios para un adecuado control de las disminuciones o interrupciones del servicio en forma segura. II. Tengan la capacidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.	~~Cuando el Permisionario ofrezca Servicios en base interrumpible a Usuarios y/o Usuarios finales que no dispongan del Servicio en base firme, deberán asegurarse de que éstos:~~ ~~I. Dispongan de las instalaciones y el equipo necesarios para un adecuado control de las disminuciones o interrupciones del servicio en forma segura.~~ ~~II. Tengan la capacidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.~~ Eliminar	Esto deberá estar en las DACG de Acceso abierto. No es tema tarifario.
4.17	Los Permisionarios deberán proponer las Tarifas máximas considerando que las mismas: I. No generan prácticas o efectos indebidamente discriminatorios.	Los Permisionarios deberán proponer las Tarifas máximas considerando que las mismas: I. No generan prácticas o efectos indebidamente discriminatorios.	Los cargos no se negocian con los usuarios.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	II. II. Garanticen la aplicación de cargos apropiados, previamente establecidos con los Usuarios y/o Usuarios finales.	II. Garanticen la aplicación de cargos apropiados. ~~previamente establecidos con los Usuarios y/o Usuarios finales.~~	
4.18	Para efectos de lo establecido en la disposición 4.17 anterior, la Comisión podrá solicitar al Permisionario, información adicional respecto al cumplimiento de las consideraciones y objetivos descritos, y en su caso, determinar las Tarifas máximas aplicables conforme a la mejor información disponible.		¿En qué casos determinarán las tarifas? O ¿Por qué habrían de hacerlo? La determinación de tarifas es responsabilidad del permisionario no de la Comisión. Se observa una Doble regulación.
4.19	Con base en el Artículo 83 del Reglamento o aquel que lo sustituya, la Comisión contará con un plazo de noventa días hábiles, contados a partir del día siguiente de la recepción de la información conforme a la disposición 4.6 de las presentes Disposiciones, para resolver respecto a la solicitud de aprobación de Tarifas máximas. Además, la Comisión, durante los primeros cuarenta y cinco días hábiles contados a partir del día siguiente de la recepción de la información antes mencionada, podrá prevenir al interesado para que dentro del plazo de diez días hábiles contado a partir de que surta efectos la notificación, subsane cualquier omisión o deficiencia en la información presentada en su solicitud. Lo anterior, sin perjuicio de que la Comisión pueda requerir información adicional una vez que el Permisionario haya subsanado cualquier omisión o deficiencia en la información.	La Comisión contará con un plazo de treinta días hábiles, contados a partir del día siguiente de la recepción de la información conforme a la disposición 4.6 de las presentes Disposiciones, para resolver respecto a la solicitud de aprobación de Tarifas máximas. Además, la Comisión, durante los primeros quince días hábiles contados a partir del día siguiente de la recepción de la información antes mencionada, podrá prevenir al interesado para que dentro del plazo de diez días hábiles contado a partir de que surta efectos la notificación, subsane cualquier omisión o deficiencia en la información presentada en su solicitud. Cuando la Comisión haya prevenido al permisionario, el plazo para resolver se suspenderá y se reanudará a partir del día hábil inmediato siguiente a aquel en que el permisionario desahogue la información. Sin perjuicio de lo anterior, en cualquier momento la Comisión podrá realizar las acciones previstas en la fracción III del artículo 83 del Reglamento para la evaluación de las contraprestaciones, precios y tarifas y, una vez efectuado el análisis correspondiente, la Comisión resolverá la solicitud. En caso de que la Comisión no apruebe las Tarifas máximas propuestas por el Permisionario en el tiempo establecido, aplicará afirmativa ficta y el Permisionario podrá comenzar a aplicar las tarifas de su propuesta a partir de la fecha de inicio del Periodo regulatorio.	Dado que la Comisión no realizará una revisión quinquenal, los plazos deberían ser menores. El plazo del artículo 83 del Reglamento es el máximo, por lo que se sugiere un plazo de treinta días. Incluir afirmativa ficta para poder aplicar las tarifas propuestas sin retrasos o, en su caso especificar que si hay un retraso en la aplicación imputable a la Comisión, se deberán aprobar los ajustes necesarios para recuperar las perdidas por el atraso en la aplicación de las nuevas tarifas. El plazo de 90 días debería ser menor. Ya no es una revisión quinquenal per se, por lo que el plazo debería ser menor al que se había manejado en la regulación anterior.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

5.1	La Comisión verificará el cumplimiento de estas Disposiciones a través de la Información Regulatoria de Costos y Activos, lineamientos contables y los estados financieros dictaminados de conformidad con lo establecido en el apartado quinto.		
5.2	Con el fin de que se lleve a cabo la correcta supervisión del esquema regulatorio con control de rentabilidad máxima, la Comisión verificará la información establecida en la disposición 5.1 anterior por permiso.		
5.3	En caso de considerarlo necesario, la Comisión podrá aplicar otros mecanismos de supervisión tales como: I. El desarrollo de investigaciones complementarias que se consideren oportunas con el fin que la Comisión desarrolle las herramientas de evaluación que considere necesarias para lograr sus objetivos regulatorios. II. La integración de información de diversas fuentes, instancias, autoridades, Usuarios y/o Usuarios finales. III. Auditorías. IV. Otros mecanismos de supervisión y verificación que en su caso defina la Comisión.	**ELIMINAR**	Sujeto a criterios subjetivos, dejando en total estado de indefensión al Permisionario
5.4	En los casos en que la Comisión determine que la rentabilidad efectiva obtenida de forma anual es superior al LRM, establecido de conformidad con la sección 6, el Permisionario deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste descrito en la sección 9 del apartado cuarto.	En los casos en que la Comisión determine que la rentabilidad efectiva obtenida de forma anual es superior al LRM de manera reiterada, establecido de conformidad con la sección 6, el Permisionario deberá sujetarse al Mecanismo de ajuste descrito en la sección 9 del apartado cuarto.	El mecanismo de ajuste debe aplicarse cuando de manera reiterada el permisionario ha excedido el LMR y dar oportunidad de que el permisionario se autorregule de un periodo a otro.
6.1	El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: los rendimientos de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América, la tasa de rendimiento estimada por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de	El LRM estimado por la Comisión para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, se calculará con base en el modelo Capital Asset Pricing Model (CAPM), el cual incorpora los siguientes componentes: la tasa de rendimiento estimada por la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) de los Estados Unidos de América para la actividad de transporte por ducto de Gas Natural de una muestra de empresas, el cociente de la volatilidad de la actividad de distribución sobre la volatilidad de la actividad de transporte y el riesgo país.	La fórmula del documento está mal, ya que le faltan elementos. Si se sustituyen las variables con las cifras de la Tabla 1 del Anexo 1, no llegaríamos al 13.42% que propone la Comisión. No se incluye el ajuste regulatorio que aparece en dicha Tabla 1 y nunca se explica qué es ni por qué se incluye dicho ajuste. No es lo suficientemente claro qué es la beta y por qué se incluye.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	transporte. Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique, de acuerdo a lo descrito en la sección 8. Conforme a lo anterior, el LRM se determinará con base en la siguiente fórmula: $$LRM = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T}\left[\beta\left(r_m - r_f\right)\right] + r_p$$ Donde: LRM = Límite de Rentabilidad Máxima. r_f= rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos de América. r_m= tasa de rendimiento de la FERC. $r_m - r_f$ = prima de mercado en Estados Unidos de América. r_p = ajuste por riesgo país de México. $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte. β= parámetro beta promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto. El LRM aplicable a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones se encuentra descrito en el Anexo 1 “Límite de Rentabilidad Máxima”.	Adicionalmente, podrá considerarse un incentivo a la expansión (δ), cuando aplique, de acuerdo a lo descrito en la sección 8. Conforme a lo anterior, el LRM se determinará con base en la siguiente fórmula : ~~*LRM = r_f + [σ_D/σ_T * (β + ajuste reg) * (r_m-r_f)] + r_p*~~ ***LRM = Prom FERC * σ_D/σ_T + RP*** Donde: LRM = Límite de Rentabilidad Máxima. $Prom\ FERC$ = Promedio de la tasa aprobada por la FERC. $\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte. RP = Riesgo país.	En el cuadro “Debe decir” ponemos la fórmula con la que sí se obtiene la tasa que propone la Comisión (es decir, considerando el ajuste regulatorio cuyo significado se desconoce), sin embargo, no estamos de acuerdo con dicha fórmula y consideramos que se deberá cambiar por la del corredor anterior, que sí se dio a conocer (tasa promedio de la FERC para transportistas más el coeficiente de volatilidad entre transporte y distribución más el riesgo país). <u>La prima por riesgo regulatorio debería formar parte de la fórmula ya que reconoce que la actividad regulada tiene un riesgo por encima del mercado en general, el parámetro utilizado por la CRE (0.20) está basado en un documento de 198X y no justifica por qué toma el valor mínimo de una serie de valores sugeridos.</u> Esta fórmula no se revisó ni se comentó con la Industria. Se solicita se utilice la que había sido propuesta por la Comisión.
6.2	La tasa de rendimiento promedio estimada por la FERC para la actividad de transporte es la tasa máxima aprobada para un proyecto de transporte de una empresa contenida en una muestra representativa de empresas de la actividad de transporte en Estados Unidos de América. Esta muestra se obtiene de la plataforma *Thomson Reuters* con base en la *Thomson Reuters Business Classification* (TRBC) en el segmento *Oil & Gas Transportation Services.*		No es claro si la tasa de la FERC es promedio o es máxima y la descripción de la serie de donde se obtiene no permite rastrearla: no se especifica si la serie es mensual, anual, el periodo ni el tamaño de la muestra. No podemos considerar si es adecuando utilizar tasa de rendimiento de la FERC ya que no tenemos la misma madurez en los mercados.
6.3	El coeficiente de volatilidad se establecerá con base en la estimación determinada conforme a lo establecido en el Anexo I de la resolución Núm. RES/099/2009 “Costos de Capital”. Éste se actualizará en el momento que la Comisión cuente con	El coeficiente de volatilidad se establecerá con base en la estimación determinada conforme a lo establecido en el Anexo I de la resolución Núm. RES/099/2009 “Costos de Capital”. ~~Este se actualizará en el momento en que~~	El coeficiente no podrá ser menor a uno, de lo contrario la tasa de rentabilidad podría ser muy baja.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	la información suficiente que refleje las condiciones del mercado posterior a la aplicación de las presentes Disposiciones.	~~la Comisión cuente con la información suficiente que refleje las condiciones del mercado posterior a la aplicación de las presentes Disposiciones.~~ En ningún caso este coeficiente podrá ser menor a 1 (uno).	Las condiciones para la actualización quedan muy subjetivas, debe determinarse un plazo mínimo que dé certidumbre a los inversionistas respecto del coeficiente de volatilidad y que no quede sujeto a que la Comisión lo actualice arbitrariamente. En el apartado 6.5 se menciona en qué casos serán actualizados los parámetros de la fórmula por lo que se sugiere eliminar la sentencia relativa a la actualización.
6.4	El Riesgo país se define por el diferencial del riesgo entre invertir en Estados Unidos de América y México, es obtenido a través del índice *EMBI+ Spread Mexico* calculado por *JP Morgan*. El índice representa la diferencia entre el rendimiento de los bonos emitidos por la Reserva Federal (Fed) y el Banco de México (Banxico). Estos criterios especifican que el *EMBI+ Spread Mexico* estimado para el $año_t$ será calculado con base en la media aritmética del valor diario de la serie *EMBI+ Spread Mexico* de los 10 años previos al año de estimación. La fuente de información para calcular el Riesgo país proviene de *Thomson Reuters Datastream*, las especificaciones de la serie utilizada para obtener el Riesgo país son las siguientes: Ver Tabla 2. Lo anterior se definió con el propósito de contar con un valor equilibrado que refleje las condiciones del mercado en el largo plazo y con ello evitar una señal volátil en función de coyunturas y que al mismo tiempo considere las condiciones de estabilidad macroeconómica prevalecientes en los últimos años en México. Por consiguiente, la fórmula utilizada para calcular el ajuste por Riesgo país de largo plazo en términos nominales para el año de estimación *T*, es la siguiente: $$r_P^T = \frac{\sum_{i=1}^{n\,(T-1)} Z_i}{n}$$ Donde: r_P^T= Ajuste por Riesgo país de México de largo plazo estimado en el año *T*. Z_i = Valor de la serie *EMBI+ Spread Mexico* para el día i.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	n= Total de cotizaciones disponibles para la serie *EMBI+ Spread Mexico.*		
6.5	La Comisión evaluará el ajuste de la metodología descrita en esta sección en caso que: I. La FERC modifique la metodología de cálculo de la tasa de rendimiento ya que podría tener impacto sobre el parámetro r_m descrito en la disposición 6.2. II. Exista una modificación del cociente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte sujeto a la disposición 6.3. III. Se eliminen o modifiquen los parámetros de *Thomson Reuters Datastream*. El Riesgo país varíe de un año a otro en tres desviaciones estándar por arriba de la media de los últimos 10 años. Lo anterior, se revisará en el primer trimestre de cada año.		
6.6	El valor del LRM se revisará anualmente, no obstante, éste se ajustará solo cuando se cumpla alguno de los términos de la disposición 6.5 inmediata anterior, o en el caso que exceda 2 desviaciones estándar hacia arriba o hacia debajo, durante 2 años consecutivos, en los términos de la disposición 6.7.		¿Qué pasa si el ajuste es en detrimento del LMR con el cual un permisionario basó su determinación de tarifas para el periodo regulatorio vigente? No debe aplicarse mecanismo de ajuste de tarifas, el permisionario ajustará sus tarifas de acuerdo al LMR que se encuentre vigente para el siguiente periodo regulatorio.
6.7	En línea con lo anterior, para el cálculo de las desviaciones, la Comisión fijará bandas igual a 2 desviaciones estándar respecto a la media del valor del LRM de los últimos 10 años.		
7.1	Para efectos del control de la rentabilidad máxima por parte de la Comisión, el Permisionario deberá entregar a la Comisión la Información Regulatoria de Costos y Activos conforme a lo establecido en el apartado 5 de las presentes Disposiciones.		
7.2	El incumplimiento por parte de los Permisionarios en la entrega completa y oportuna de la información conforme a la disposición 7.1 anterior, tendrá por efecto que la Comisión determine y publique, de oficio, las nuevas Tarifas máximas iniciales aplicables, con base en la información que disponga, estableciendo su vigencia y seguirá el procedimiento		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	establecido en la disposición 15.3. Lo anterior, sin perjuicio de las sanciones que en su caso procedan por la omisión total o parcial de presentación de la información señalada.		
7.3	El proceso de control se llevará a cabo a partir del cálculo de la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario durante el año objeto de control. Esta rentabilidad efectiva se calculará a partir de los costos e ingresos, obtenidos del estado financiero dictaminado del último año fiscal y debidamente desglosados conforme a lo establecido en el apartado quinto, que el Permisionario haya percibido después de impuestos.	El proceso de control se llevará a cabo a partir del cálculo de la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario durante el año objeto de control. Esta rentabilidad efectiva se calculará a partir de los costos e ingresos, obtenidos del estado financiero dictaminado del año objeto de control y debidamente desglosados conforme a lo establecido en el apartado quinto	Se modifica la redacción.
7.4	Con la finalidad de llevar a cabo el proceso de control de rentabilidad máxima, la Comisión, con base en los estados financieros dictaminados y debidamente desglosados conforme a lo establecido en el apartado quinto, elaborará una medición anual mediante la metodología de Flujo Neto devengado. La verificación del cumplimiento del LRM se llevará a cabo de forma acumulada durante el año de análisis.		
7.5	El Flujo Neto devengado corresponderá a la diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el costo anual de la inversión. Lo anterior será soportado por los estados financieros dictaminados entregados a la Comisión por los Permisionarios conforme a lo establecido en el apartado quinto.	El Flujo Neto devengado corresponderá a la diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos de operación mantenimiento, administración y ventas, los impuestos a las utilidades y el costo anual de la inversión.	Se modifica la redacción, debido a que resulta repetitivo.
7.6	En relación a los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas, la Comisión verificará a través del reporte de precios de transferencias y del informe de pago de dividendos a partes relacionadas que las transacciones que lleve a cabo el Permisionario con sus partes relacionadas sean a precios de mercado y no se estén transfiriendo dividendos de manera injustificada. El reporte de precios de transferencias y el informe de pago de dividendos deberán entregarse conforme a lo establecido en la disposición 15.1.	En relación a los costos de operación, mantenimiento, administración y ventas~~, la Comisión verificará a través del reporte de precios de transferencias y de las notas de partes relacionadas que las transacciones que lleve a cabo el Permisionario con sus partes relacionadas sean a precios de mercado y no se estén transfiriendo dividendos de manera injustificada. El informe de precios de transferencias deberá entregarse conforme a lo establecido en la disposición 15.1.~~ **ELIMINAR**	En EEFF existe una nota de partes relacionadas, no existe un informe de pago de dividendos. La esencia de una Regulación por Rentabilidad es que con datos reales y dictaminados se supervise la aplicación tarifaria de cada permisionario, más no que se emitan opiniones o se desconozcan motos dictaminados por un tercero con base en Normas de Información Financiera.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

			La entrega de los reportes planteados se traduce en una carga regulatoria superior a la actualmente establecida
7.7	En caso que la Comisión detecte que derivado de la información establecida en la disposición 7.6 anterior no existen transacciones a precios de mercado, la Comisión llevará a cabo ajustes de oficio.	**ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad**	La Comisión **NO** se encuentra facultada ni para asegurar una rentabilidad ni **para desconocerla, es un contrasentido** al espíritu de esta regulación en el sentido de una simplificación y trazabilidad, ya que **sujeta a discrecionalidad** del encargado de la revisión el desconocimiento de costos**. Por otro lado**, entendemos que el informe de transferencia es revisado y exigido por SAT no por la CRE. En cuanto al pago de dividendos no vemos que objeto tiene si nos revisaran con Estado de Resultados.
7.8	Los impuestos a las utilidades se calcularán considerando la tasa del Impuesto Sobre la Renta vigente en el año objeto de control y la diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas, y la depreciación calculada conforme a lo establecido en la disposición 12.6 de las presentes Disposiciones. La fórmula para el cálculo de los impuestos es la siguiente: $$Imp. = \left[I - \left(\sum OMAV + Dep.\right)\right] * ISR$$ Donde: Imp.: Impuestos a las utilidades. I: Ingresos devengados anuales de distribución. OMAV: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas. Dep.: Depreciación de conformidad a lo establecido en la disposición 12.6. ISR.: Impuesto Sobre la Renta vigente en año objeto de control.	Los impuestos se calcularán considerando la tasa del Impuesto Sobre la Renta vigente en el año objeto de control y se aplicará a la diferencia entre los ingresos devengados anuales de distribución y la suma de los costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas, y la depreciación del ejercicio, calculada conforme a lo establecido en la disposición 12.6 de las presentes Disposiciones. La fórmula para el cálculo de los impuestos es la siguiente: […]	

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

7.9	La fórmula para el cálculo del Flujo Neto utilizada por la Comisión para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima es la siguiente: $$FN = I - OMAV - Imp. - ANINV$$ Donde: *FN:* Flujo Neto *I* : Ingresos devengados anuales de distribución *OMAV*: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas *Imp*.: Impuestos a las utilidades *ANINV*: Costo anual de la inversión	La fórmula para el cálculo de la Rentabilidad utilizada por la Comisión para llevar a cabo el control de rentabilidad máxima es la siguiente: $$R = \frac{I - OMAV - Dep - Imp}{BAR}$$ Donde: *I* : Ingresos devengados anuales de distribución *OMAV*: Costos anuales de operación, mantenimiento, administración y ventas *Dep*: Depreciación anual *Imp* : Impuestos a las utilidades *BAR* : Base de activos reexpresada	La fórmula propuesta por la CRE es un flujo. No es claro si incluye la depreciación, ya que no está especificado en ninguna parte del documento qué es el ANINV. Se propone una fórmula para el cálculo de la rentabilidad, la cual ya se había propuesto por parte de la AMGN.
7.10	De conformidad a las presentes Disposiciones, la tasa de rentabilidad efectiva anual de los Permisionarios será determinada como la rentabilidad efectiva que permite un Flujo Neto devengado igual a cero para los activos del Permisionario que sean necesarios para la prestación del Servicio de Distribución de Gas Natural por ducto conforme al apartado quinto.		
7.11	Para efectos de comparación de la rentabilidad efectiva anual, el LRM será aplicable durante el Periodo regulatorio que el Permisionario haya definido conforme a los dispuesto en el apartado tercero. Una vez finalizado el Periodo regulatorio el LRM aplicable será aquel que esté vigente en ese momento conforme a la sección 6 de las presentes Disposiciones.		
7.12	Se determinará que existe un exceso en la rentabilidad alcanzada por el Permisionario cuando éste obtenga una rentabilidad efectiva anual, calculada conforme a las disposiciones 7.9, 7.10 y 7.11 anteriores, que sea superior al LRM.		Definir número de decimales o rangos para considerar que la rentabilidad es mayor a la autorizada por la Comisión.
7.13	La determinación de un exceso de rentabilidad conforme a la disposición 7.12 anterior, significará la aplicación del Mecanismo de ajuste que derivará en la determinación de Tarifas máximas por parte de la Comisión, de acuerdo a lo establecido en la sección 9.	Eliminar	Se repite varias veces a lo largo del texto.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

7.14	Una vez establecido el esquema de regulación con control de rentabilidad máxima, la Comisión revisará anualmente mediante la información presentada por el Permisionario, que las Tarifas máximas propuestas por éste no sean indebidamente discriminatorias y que la rentabilidad efectiva obtenida no exceda el LRM establecido por la Comisión conforme a la disposición 6.1. En caso que la rentabilidad efectiva haya excedido el LRM de conformidad con lo descrito en la disposición 7.12, la Comisión notificará al Permisionario que las Tarifas máximas serán determinadas conforme al Mecanismo de ajuste.	Una vez establecido el esquema de regulación con control de rentabilidad máxima, la Comisión revisará anualmente mediante la información presentada por el Permisionario que la rentabilidad efectiva obtenida no exceda el LRM establecido por la Comisión conforme a la disposición 6.1.	Medida excesiva, continuamente están mencionando el mecanismo de ajuste en cuanto se tenga un excedente al LRM, debería ser únicamente cuando se haga de manera reiterada. En dos periodos regulatorios consecutivos.
7.15	Los periodos de supervisión para la regulación con control de rentabilidad máxima examinarán la información anualmente, es decir, del 1 de enero al 31 de diciembre de cada año sujeto a lo establecido en el apartado cuarto de las presentes Disposiciones.		
7.16	Conforme a la disposición anterior y lo establecido en el apartado quinto, los periodos de supervisión se efectuarán en el primer semestre de cada año.		
8.1	La Comisión establece, para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural un incentivo a la expansión, el cual incrementará el LRM de acuerdo con la penetración de Gas Natural de clientes residenciales que los Permisionarios demuestren.	La Comisión establece, para la actividad de distribución por ducto de Gas Natural un incentivo a la expansión, el cual incrementará el LRM de acuerdo con los usuarios residenciales nuevos que los Permisionarios conecten a la red.	Solo se deberán considerar usuarios nuevos (sin bajas). ¿Por qué solo se consideran usuarios residenciales? ¿Qué pasa con las desconexiones?
8.2	El incentivo será un elemento adicional que se incluirá en el LRM. En caso de que el Permisionario sea acreedor al incentivo, el LRM estará definido por la siguiente fórmula: $$LRM = r_f + \frac{\sigma_D}{\sigma_T}\left[\beta\left(r_m - r_f\right)\right] + r_p + \delta$$ Donde: LRM = Límite de Rentabilidad Máxima. r_f= rendimiento de los bonos emitidos a 30 años en Estados Unidos. r_m= tasa de rendimiento de la FERC. $r_m - r_f$ = prima de mercado en Estados Unidos. r_p = ajuste por riesgo país de México	El incentivo será un elemento adicional que se incluirá en el LRM. En caso de que el Permisionario sea acreedor al incentivo, el LRM estará definido por la siguiente fórmula: *LRM = Prom FERC * σ_D/σ_T + RP + δ* Donde: LRM = Límite de Rentabilidad Máxima. $Prom\ FERC$ = Promedio de la tasa aprobada por la FERC.	Se modifica la fórmula con base en la propuesta de la disposición 6.1.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte. β= parámetro beta promedio de las empresas transportadoras de gas natural por ducto. δ = Incentivo a la expansión	$\frac{\sigma_D}{\sigma_T}$ = Coeficiente de la volatilidad de distribución sobre la volatilidad de transporte. RP = Riesgo país. δ = Incentivo a la expansión	
8.3	El incentivo a la expansión será calculado en función del número de usuarios residenciales y será contingente al cumplimiento de metas, de acuerdo a lo siguiente: I. Regiones con distribución: a. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales menor o igual a 40,000 y conectó 2,000 usuarios residenciales en el año sujeto de supervisión, en una región en donde ya hay algún sistema de distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 100 puntos base. b. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales mayor a 40,000 y conectó 5% de usuarios adicionales en el año sujeto de supervisión, en una región en donde ya hay algún sistema de distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 100 puntos base. II. Regiones sin distribución: a. Por cada 2,000 usuarios residenciales que conecte el Permisionario, en una región en donde no haya ningún sistema de distribución desarrollado, el incentivo corresponderá a 200 puntos base, hasta que dicho Permisionario logre conectar 40,000 usuarios residenciales. b. Cuando el Permisionario logre conectar más de 40,000 usuarios, se considerará que se trata de una región con distribución, en los términos del inciso I anterior.	El incentivo a la expansión será calculado en función del número de usuarios residenciales y será contingente al cumplimiento de metas, de acuerdo a lo siguiente: I. Regiones con distribución: a. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales menor o igual a 40,000 y conectó 2,000 usuarios residenciales en el año sujeto de supervisión, en una región en donde ya hay algún ~~s~~Sistema de ~~d~~Distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 200 puntos base. b. Si el Permisionario tiene una base de usuarios residenciales mayor a 40,000 y conectó 5% de usuarios adicionales en el año sujeto de supervisión, en una región en donde ya hay algún ~~s~~Sistema de ~~d~~Distribución desarrollado, el incentivo a la expansión al que será acreedor el Permisionario corresponderá a 100 puntos base. ~~II. Regiones sin distribución:~~ ~~a. Por cada 2,000 usuarios residenciales que conecte el Permisionario, en una región en donde no haya ningún sSistema de dDistribución desarrollado, el incentivo corresponderá a 200 puntos base, hasta que dicho Permisionario logre conectar 40,000 usuarios residenciales.~~ ~~b. Cuando el Permisionario logre conectar más de 40,000 usuarios, se considerará que se trata de una región con distribución, en los términos del inciso I anterior.~~ ~~La Comisión podrá eliminar el incentivo a la expansión cuando éste ya no incida en el desarrollo de la actividad~~	Término definido Es necesario definir el concepto “región”, ya que podría ir desde un poblado, municipio, ciudad hasta un estado o grupo de estados. Consideramos que no es necesario incluir la fracción II, dado que una “región sin distribución” podría ser equivalente a una “región con distribución” pero sin usuarios. **ELIMINAR última frase, sujeto discrecionalidad** ya que No se establecen parámetros, fuentes o criterio alguno para determinar que cuando en una zona se considera que ya no “incide en el desarrollo de la actividad” más aún en adelante que un permiso de distribución puede abarcar un número indefinido de zonas / municipios. El único criterio válido para considerar que una zona es lo suficientemente madura y no necesita incentivos debería ser cuando exista una liberación tarifaria (declaratoria de competencia)

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	La Comisión podrá eliminar el incentivo a la expansión cuando éste ya no incida en el desarrollo de la actividad de distribución de Gas Natural, o en su caso, podrá modificar sus condiciones, a fin de reflejar el estado del mercado de distribución de Gas Natural.	~~de distribución de Gas Natural, o en su caso, podrá modificar sus condiciones, a fin de reflejar el estado del mercado de distribución de Gas Natural.~~	
8.4	El incentivo a la expansión será aplicable al LRM del año siguiente sujeto a supervisión y solo será vigente para ese año.	El incentivo a la expansión será aplicable al LRM del año siguiente sujeto a supervisión y será vigente por un año contado a partir del siguiente ejercicio.	A partir de que se determine el incentivo, deberá estar vigente por un año, de lo contrario, si el incentivo se aprueba a mediados del año, sólo quedará medio año para su aplicación efectiva.
9.1	En caso de que la Comisión determine que la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario es superior al LRM establecido, conforme a la sección 7 de las presentes Disposiciones, la Comisión procederá a la aplicación del Mecanismo de ajuste.		Medida excesiva, continuamente están mencionando el mecanismo de ajuste en cuánto se tenga un excedente al LRM, debería ser únicamente cuando se haga de manera reiterada. En dos periodos regulatorios consecutivos.
9.2	Mediante el Mecanismo de ajuste el Permisionario reintegrará a los Usuarios el monto en el que excedió el LRM a través del cobro de una tarifa que será determinada por la Comisión conforme a las siguientes condiciones: I. La tarifa asignada por la Comisión se calculará con base en una relación lineal definida por la tasa de rentabilidad teórica de la industria (R), la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario y la lista de Tarifas máximas correspondientes. II. Adicional a la fracción inmediata anterior, se descontará a la tasa de rentabilidad teórica de la industria (R) la diferencia entre la rentabilidad efectiva obtenida por el Permisionario en el año sujeto a supervisión y el LRM. El cobro de las Tarifas máximas determinadas por la Comisión será vigente por un año, contado a partir de la notificación de la resolución por la cual se determine la aplicación del Mecanismo de ajuste.	Será responsabilidad del permisionario presentar el esquema de reintegración de excedente a los usuarios de tal manera que garantice que su rentabilidad se mantendrá en el LRM autorizado para el año de aplicación del ajuste.	
9.3	Conforme a la disposición 9.2 anterior, el Mecanismo de ajuste se determinará con base en la siguiente fórmula: $$MA = \frac{(R - Excedente\ de\ rentabilidad)\ (T_{máx})}{Rentabilidad\ efectiva}$$	Eliminar	

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Donde: $MA =$ Tarifa máxima ajustada. $R =$ Rentabilidad teórica de la industria. $T_{máx}$= Tarifa máxima vigente durante el año sujeto a supervisión. $Excedente\ de\ rentabilidad = (Rentabilidad\ efectiva - LRM)$		
9.4	La Comisión iniciará el proceso de determinación tarifaria conforme a las siguientes etapas: III. La Comisión establecerá una tasa de rentabilidad teórica promedio de la industria (R), la cual se utilizará como la tasa máxima de rentabilidad teórica que el Permisionario podría obtener durante un año por efectos del Mecanismo de ajuste descrito en el presente apartado. IV. El Permisionario deberá aplicar las nuevas Tarifas máximas derivadas del Mecanismo de ajuste de manera inmediata, una vez reciba la notificación respectiva. V. Durante el año de aplicación de las Tarifas máximas derivadas del Mecanismo de ajuste el Permisionario continuará bajo el esquema de regulación con control de rentabilidad máxima conforme a los apartados tercero y cuarto de las presentes Disposiciones. VI. El Permisionario deberá enviar la nueva propuesta de tarifas máximas aplicables al siguiente periodo regulatorio, 60 días hábiles previos al término del año sujeto al Mecanismo de ajuste. En el caso que el Permisionario no presente la nueva propuesta de Tarifas máximas en el tiempo establecido, las tarifas determinadas conforme al Mecanismo de ajuste se mantendrán vigentes hasta que se desahogue el proceso. VII. En caso de que la Comisión aplique el proceso de Mecanismo de ajuste por más de 2 ocasiones, las Tarifas máximas que deriven de la tercera aplicación del Mecanismo de ajuste, estarán vigentes durante 5 años.	**I.- ELIMINAR, sujeto a discrecionalidad** IV. El Permisionario deberá enviar la nueva propuesta de tarifas máximas aplicables al siguiente periodo regulatorio, 60 días hábiles previos al término del año sujeto al Mecanismo de ajuste. En el caso que el Permisionario no presente la nueva propuesta de Tarifas máximas en el tiempo establecido, las tarifas determinadas conforme al Mecanismo de ajuste se mantendrán vigentes hasta que se desahogue el proceso. En caso de que la Comisión no apruebe la nueva lista de tarifas propuesta por el Permisionario en el tiempo establecido, aplicará afirmativa ficta y el Permisionario podrá comenzar a aplicar las tarifas de su propuesta a partir de que finalice el periodo de aplicación del Mecanismo de ajuste. VII. En caso de que la Comisión aplique el proceso de Mecanismo de ajuste por más de 2 ocasiones en un periodo de cinco años, las Tarifas máximas que deriven de la tercera aplicación del Mecanismo de ajuste, estarán vigentes durante 3 años.	I.- La **tasa Teórica** de la industrial (R) **es el LRM**, no tendríamos por qué tener otra referencia o calcular de algún modo que **tampoco se explica**, una rentabilidad “Teórica” Es indispensable que el Permisionario pueda aplicar las nuevas tarifas una vez que finalice el mecanismo de ajuste. De lo contrario, la Comisión tendrá que establecer un mecanismo para compensar al Permisionario por las pérdidas que en su caso puedan generarse durante el tiempo transcurrido entre la conclusión del Mecanismo de ajuste y la aplicación de la nueva tarifa. Incluir afirmativa ficta para poder aplicar las tarifas propuestas sin retrasos o, en su caso especificar que si hay un retraso en la aplicación imputable a la Comisión, se deberán aprobar los ajustes necesarios para recuperar las perdidas por el atraso en la aplicación de las nuevas tarifas.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Los Permisionarios que incurran en el supuesto descrito en la fracción inmediata anterior, deberán presentar a la Comisión su nueva Lista de tarifas conforme a lo descrito en el apartado tercero, a más tardar 90 días hábiles previo a la finalización del periodo de 5 años descrito.	[…]	
9.5	El mecanismo de ajuste no aplicará en el caso en que el Permisionario exceda el LRM por 1 (una) desviación estándar, debido a una disminución en sus Costos de Operación, Mantenimiento y Administración y Ventas. Dicha excepción aplicará sólo por 1 (un) año.		
10.1	A través del IRC, los Permisionarios presentarán la diversa información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto.		
10.2	El IRC constará de formatos, plantillas, criterios para el reporte de la información por parte de los Permisionarios, y criterios para el manejo y análisis de la información por parte de la Comisión, así como de cualquier herramienta informática con la que disponga la Comisión para efectos del manejo y procesamiento de la información que entregue el Permisionario.		
10.3	El IRC tiene los objetivos siguientes: I. Establecer criterios y lineamientos contables homogéneos para el adecuado control de rentabilidad máxima y, en su caso, el cálculo de Tarifas máximas y otros cargos, en la industria de la distribución por ducto de Gas Natural conforme a las presentes Disposiciones; II. Simplificar, transparentar y estandarizar la información técnica y económica de los Permisionarios de distribución por ducto de Gas Natural para los efectos que establecen las presentes Disposiciones, la Ley y el Reglamento. III. Conocer la posición, el desempeño y los resultados financieros de las empresas reguladas para verificar el cumplimiento de los ordenamientos jurídicos aplicables, en particular el control de rentabilidad máxima.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	IV. Verificar que no existan subsidios cruzados entre diferentes líneas de negocios, servicios, Usuarios, Usuarios finales o regiones. V. Evaluar el desempeño de las empresas reguladas. Facilitar el análisis comparativo y otros estudios que requiera la Comisión para el cumplimiento de sus objetivos, conforme a las presentes Disposiciones.		
11.1	Se establecen los criterios y lineamientos contables a los que deberán sujetarse los Permisionarios para la adecuada obtención de información por parte de la Comisión, para el cálculo de las variables asociadas a la supervisión, la determinación de tarifas conforme al Apartado 3 y la elaboración de los ejercicios comparativos que en su caso emplee la Comisión para el ajuste de tarifas conforme a la sección 9.		
11.2	El Permisionario presentará su información financiera de conformidad con: (i) las Normas de Información Financiera (NIF), sus Mejoras, las Interpretaciones a las NIF (INIF) y las orientaciones a las NIF (ONIF), emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera (CINIF) y divulgados por el Instituto Mexicano de Contadores Públicos (IMCP); (ii) los boletines y circulares emitidos por la Comisión de Principios de Contabilidad (CPC) del IMCP y transferidos al CINIF, que no hayan sido modificados, sustituidos o derogados por nuevas NIF y, (iii) las Normas Internacionales de Información Financiera aplicables de manera supletoria a las NIF.		
11.3	En su contabilidad para fines distintos a los de la actividad de distribución por ducto de Gas Natural, los Permisionarios podrán utilizar estructuras y principios contables distintos a los requeridos por estas Disposiciones. En este sentido, la información contable y financiera que se utilizará para efectos de las presentes Disposiciones será exclusivamente aquella relacionada con la actividad de distribución por ducto de Gas Natural.		
11.4	Los Permisionarios deberán presentar a la Comisión la balanza al cierre del ejercicio fiscal que acompañe los estados financieros dictaminados, que muestre los saldos de las		

	cuentas incluidas en el Anexo 2 “Catálogo de cuentas” de las presentes Disposiciones.		
11.5	El catálogo de cuentas incluido en el Anexo 2 “Catálogo de cuentas” de las presentes Disposiciones, describe el contenido de las cuentas que se utilizarán para efectos de la supervisión de las Tarifas máximas bajo el esquema de control de rentabilidad máxima.		
11.6	La descripción de las cuentas, así como las subcuentas que integran a cada cuenta, se describen en el Anexo 2 “Catálogo de cuentas” de las presentes Disposiciones.		
11.7	La información señalada en el presente apartado se presentará dictaminada por un contador público conforme a los boletines, normas y procedimientos de auditoría emitidos por la Comisión de Normas y Procedimientos de Auditoría del IMCP, a más tardar cuatro meses después del cierre de cada ejercicio fiscal y con el detalle necesario para su análisis y comparabilidad conforme a lo establecido en el IRC. Al efecto, los Permisionarios deberán sujetarse a los formatos que determine la Comisión.	La información señalada en el presente apartado se presentará dictaminada por un contador público conforme a los boletines, normas y procedimientos de auditoría emitidos por la Comisión de Normas y Procedimientos de Auditoría del IMCP, a más tardar cinco meses después del cierre de cada ejercicio fiscal y con el detalle necesario para su análisis y comparabilidad conforme a lo establecido en el IRC. Al efecto, los Permisionarios deberán sujetarse a los formatos que determine la Comisión.	La fecha límite para la entrega de EEFF es el 30 de abril y se requeriría un periodo adicional para la preparación y entrega de informes.
11.8	El contador público que dictamine deberá estar inscrito ante las autoridades fiscales mexicanas, conforme a lo establecido en el artículo 52 del Código Fiscal de la Federación.	Eliminar	Esta disposición es obsoleta.
11.9	Además, en el presente apartado se abordan los siguientes temas: I. La contabilidad a Pesos constantes. II. La información sobre las partes relacionadas con las empresas reguladas. III. El catálogo de cuentas que conforma la estructura contable básica de los Permisionarios. IV. La información complementaria que deberán presentar los Permisionarios.	Eliminar	El párrafo no tiene congruencia. Pareciera que no pertenece a esta sección.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

12.1	Para efectos de la supervisión y control de la rentabilidad máxima de los Permisionarios conforme al apartado cuarto de las presentes Disposiciones, el Permisionario deberá entregar a la Comisión, previo pago de derechos o aprovechamientos, sus estados financieros dictaminados por un tercero conforme a las disposiciones 11.7 y 11.8 anteriores, una segregación de cuentas relativas a los activos que son utilizados únicamente para la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de conformidad con lo establecido en el Anexo 2 “Catálogo de cuentas” de las presentes Disposiciones.	Para efectos de la supervisión y control de la rentabilidad máxima de los Permisionarios conforme al apartado cuarto de las presentes Disposiciones, el Permisionario deberá entregar a la Comisión, sus estados financieros dictaminados por un tercero conforme a las disposiciones 11.7 y 11.8 anteriores, una segregación de cuentas relativas a los activos que son utilizados únicamente para la prestación del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural de conformidad con lo establecido en el Anexo 2 “Catálogo de cuentas” de las presentes Disposiciones.	¿Por qué la revisión implicaría un pago de derechos o aprovechamientos? Debería estar incluido en el pago de la propuesta de tarifas para el periodo regulatorio o, en su caso, en el pago por supervisión anual. De lo contrario, la CRE solo podría cobrarlo si está registrado como un trámite ante CONAMER.
12.2	En consistencia con la disposición inmediata anterior, el Permisionario tendrá que cumplir con la entrega de datos técnicos como son la composición de capacidad contratada, volumen y número de Usuarios, conforme a lo establecido en las presentes Disposiciones.	En consistencia con la disposición inmediata anterior, el Permisionario tendrá que cumplir con la entrega de datos técnicos como son la composición de volumen y número de Usuarios, conforme a lo establecido en las presentes Disposiciones	Pedir la composición de la capacidad contratada es excesivo y no se especifica para qué sirve.
12.3	Para efectos de considerar un activo como parte de la BAR. Los Permisionarios deberán comprobar ante la Comisión que dicho activo es de su propiedad.	Eliminar	Comprobar cada uno de los activos a reconocer genera una carga adicional para los Distribuidores, considerando que los EEFF ya están dictaminados. Solicitud excesiva. Esto debería estar cubierto con los EF dictaminados y el desglose de cuentas.
12.4	Para efectos del valor de los activos reportados por los Permisionarios conforme a las presentes Disposiciones, sólo se reconocerán los activos conforme a las NIF, los cuales deben valuarse en su reconocimiento inicial a su costo de adquisición.		
12.5	En lo referente a la depreciación de activos fijos, tema en el que las NIF no definen un método único, en este apartado se precisa el método aplicable.		
12.6	Conforme a la disposición inmediata anterior, los Permisionarios calcularán la depreciación por el método de línea recta, multiplicando el valor revaluado de cada activo fijo por la tasa de depreciación correspondiente calculada conforme a la fórmula siguiente: $$\delta_{\mathrm{i}} = \frac{1}{\mathrm{VU_i}}$$		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Donde: δ_i = Tasa de depreciación del activo i. VU_i = Número de años de vida útil probable o remanente del activo i.		
12.7	Las tasas de depreciación se aplicarán mensualmente a cada activo fijo, por meses completos de utilización.		
12.8	Los Permisionarios estimarán las vidas útiles probables de sus distintos activos fijos tomando en consideración las características físicas de éstos, que dependen de los siguientes factores: I. El nivel esperado de uso del sistema. II. Las especificaciones técnicas del equipo. III. El grado y tipo de mantenimiento programado. Las condiciones del medio ambiente en que se ubique el sistema.		
12.9	Los Permisionarios presentarán a la Comisión las estimaciones sobre la vida útil probable y las tasas de depreciación de sus activos, esta información formará parte de la solicitud de tarifas máximas. La Comisión evaluará y, en su caso, aprobará las estimaciones utilizando como referencia las vidas útiles probables y remanentes utilizadas por otros participantes en la industria de conformidad con el Anexo 3 “Vida útil regulatoria de los activos relativos a las actividades de Distribución por ducto de Gas Natural”. Las estimaciones aprobadas serán las que utilicen los Permisionarios durante la vida útil de cada activo.		
12.10	La Comisión considerará inapropiadas las vidas útiles probables y remanentes presentadas por los Permisionarios cuando se dé cualquiera de las circunstancias siguientes: I. Las estimaciones no correspondan a los estándares de la industria de conformidad con el Anexo 3 “Vida útil regulatoria de los activos relativos a las actividades de Distribución por ducto de Gas Natural”. II. Las estimaciones difieran notoriamente de los parámetros utilizados internacionalmente.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Las estimaciones sean contrarias a decisiones previas de la Comisión, en casos similares.		
12.11	No obstante que ocurra alguna de las circunstancias a que se refiere la disposición inmediata anterior, la Comisión podrá considerar como apropiadas las vidas útiles probables y remanentes presentadas por los Permisionarios, siempre y cuando éstos justifiquen debidamente la procedencia del criterio propuesto.		
12.12	Para efectos de las disposiciones 12.8, 12.9 y 12.10, la Comisión evaluará y, en su caso, aprobará las estimaciones de la vida útil probable y remanente, y las tasas de depreciación.		
13.1	Conforme a la disposición 4.19, el Permisionario deberá tomar en cuenta el plazo de aprobación con el que cuenta la Comisión para efectos de planeación de sus proyectos.		
13.2	Previo al inicio de cada Periodo regulatorio, los Permisionarios deberán presentar a la Comisión la siguiente información con el fin de supervisar que está alineada a lo establecido en las presentes Disposiciones: I. Lista de Tarifas máximas de conformidad con lo establecido en el apartado tercero de las presentes disposiciones. II. Metodología de ajuste tarifario conforme a la disposición 4.13. III. Reporte de la Capacidad operativa que se pretenda reservar a través de contratos, así como el plazo para ello, capacidad de diseño y aquella capacidad disponible (capacidad no reservada) que se pretenda ofrecer bajo un esquema de Servicio en base interrumpible. Lo anterior deberá salvaguardar lo establecido en las DACG de Servicios y Acceso abierto. IV. Definición de los cargos que componen la Lista de tarifas, con la especificación de unidades Pesos por Unidad, periodicidad de las tarifas (días, meses, evento, por mencionar algunos). El monto a cobrar deberá ser reportado con números enteros y cuatro decimales.	Previo al inicio de cada Periodo regulatorio, los Permisionarios deberán presentar a la Comisión la siguiente información con el fin de supervisar que está alineada a lo establecido en las presentes Disposiciones: I. Lista de Tarifas máximas de conformidad con lo establecido en el apartado tercero de las presentes ~~d~~Disposiciones. II. Metodología de ajuste tarifario conforme a la disposición 4.13. ~~III. Reporte de la Capacidad operativa que se pretenda reservar a través de contratos, así como el plazo para ello, capacidad de diseño y aquella capacidad disponible (capacidad no reservada) que se pretenda ofrecer bajo un esquema de Servicio en base interrumpible. Lo anterior deberá salvaguardar lo establecido en las DACG de Servicios y Acceso abierto.~~ IV. Definición de los cargos que componen la Lista de tarifas, con la especificación de unidades Pesos por Unidad, periodicidad de las tarifas (días, meses, evento, por	Término definido. Procede si se acepta la eliminación de capacidad disponible en las DACGs de Acceso abierto, puesto que en estas no se define El detalle requerido por la Comisión genera una carga adicional. La información solicitada en el numeral XI es básicamente la de un plan de negocios y no tiene relación con la metodología del LRM. Pareciera que continúan pensando en las revisiones quinquenales. Puntos III y IX son innecesarios. No se especifica para que los requeriría la CRE. En la realidad los permisionarios vamos a informar de todas las expansiones de red cuando estas se vayan a implementar. ¿Para qué requieren la proyección?

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	V. La periodicidad y el esquema de la facturación. VI. Los Grupos Tarifarios, incluyendo: a. Nombre del grupo. b. Grupo tarifario al que pertenece (residencial, comercial, industrial). VII. Identificar el límite superior e inferior de cada rango de consumo por Unidad y presentar el factor de conversión de la unidad en que esté reportado a Gigajoules, así como la periodicidad en que están expresados. VIII. Descripción de las políticas de facturación para clasificar a los Usuarios en los diferentes Grupos tarifarios. IX. Respecto a la composición de capacidad, volumen y Usuarios, el Permisionario deberá hacer entrega de: a. Número de Usuarios asociados a la expansión del Sistema por Grupo Tarifario, reportado en el periodo sujeto a supervisión. b. Número de Usuarios totales del Sistema existente por Grupo Tarifario, separando los existentes de los nuevos. c. Consumo promedio por Grupo Tarifario. d. Consumo promedio de la expansión del Sistema por Grupo Tarifario. X. Kilómetros de tubería asociados al Sistema indicando la tubería asociada a una expansión del Sistema. Las proyecciones de la información descrita en las fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII de la presente disposición para el Periodo regulatorio aplicable.	mencionar algunos). El monto a cobrar deberá ser reportado con números enteros y cuatro decimales. V. La periodicidad y el esquema de la facturación. VI. Los Grupos Tarifarios, incluyendo: c. Nombre del grupo. d. Grupo ŧTarifario al que pertenece (residencial, comercial, industrial). VII. Identificar el límite superior e inferior de cada rango de consumo por Unidad y presentar el factor de conversión de la unidad en que esté reportado a Gigajoules, así como la periodicidad en que están expresados. VIII. Descripción de las políticas de facturación para clasificar a los Usuarios en los diferentes Grupos tarifarios. IX. Respecto a la composición de capacidad, volumen y Usuarios, el Permisionario deberá hacer entrega de: e. Número de Usuarios asociados a la expansión del Sistema por Grupo Tarifario, reportado en el periodo sujeto a supervisión. f. Número de Usuarios totales del Sistema existente por Grupo Tarifario, separando los existentes de los nuevos. g. Consumo promedio por Grupo Tarifario. h. Consumo promedio de la expansión del Sistema por Grupo Tarifario. X. Kilómetros de tubería asociados al Sistema indicando la tubería asociada a una expansión del Sistema. Las proyecciones de la información descrita en las fracciones I, II, III, IV, V, VI, VII y VIII de la presente disposición para el Periodo regulatorio aplicable.	

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

		13.2. […] III. Capacidad operativa, capacidad de diseño y capacidad disponible (capacidad no reservada). Lo anterior deberá salvaguardar lo establecido en las DACG de Servicios y Acceso abierto. […] IX. Respecto a la composición de capacidad, volumen y Usuarios, el Permisionario deberá hacer entrega de: a. Número de Usuarios totales del Sistema existente por Grupo Tarifario, separando los existentes de los nuevos. b. Consumo promedio por Grupo Tarifario. […] XI. Eliminar	
13.3	La información descrita en la disposición 13.2 anterior, acompañará la solicitud de aprobación de Tarifas máximas que se presente a la Comisión, conforme a lo establecido en el apartado tercero de las presentes Disposiciones y previo pago de derechos y aprovechamientos respectivo.		
13.4	Con el fin de contar con la información suficiente para la aprobación de las Tarifas máximas aplicables a cada Periodo regulatorio, la Comisión podrá requerir al Permisionario la información faltante a la descrita en la disposición 13.2, conforme a las disposiciones aplicables, dentro de los plazos establecidos en la disposición 4.19.		
14.1	Para efectos de que el Permisionario pueda aplicar las actualizaciones de las Tarifas máximas durante cada Periodo regulatorio, y de conformidad con la disposición 4.13, el Permisionario deberá entregar a la Comisión, previo pago de derechos y aprovechamientos respectivo, lo siguiente: I. Lista de tarifas actualizadas conforme a la metodología de ajuste tarifario aprobado por la	Para efectos de que el Permisionario pueda aplicar las actualizaciones de las Tarifas máximas durante cada Periodo regulatorio, y de conformidad con la disposición 4.13, el Permisionario deberá entregar a la Comisión, lo siguiente: I. Lista de tarifas actualizadas conforme a la metodología de ajuste tarifario propuesta por el	No se deben pagar derechos por las actualizaciones ya que no implican una aprobación de la Comisión. Esto no se paga actualmente. La metodología de ajuste tarifario es una propuesta del Permisionario, no se supone que deba ser aprobado por la Comisión.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Comisión para el Periodo regulatorio correspondiente. II. Los parámetros y la memoria de cálculo del ajuste de las Tarifas máximas que corresponda a la metodología de ajuste aprobada por la Comisión para el Periodo regulatorio correspondiente. Fuentes oficiales de los parámetros utilizados.	Permisionario para el Periodo regulatorio correspondiente. […]	
14.2	La entrega a la Comisión de la información descrita en la disposición 14.1 anterior deberá efectuarse por lo menos diez días hábiles antes de la publicación oficial de la Lista de tarifas por parte del Permisionario, de conformidad con la sección 24.		
14.3	Dentro del periodo establecido en la disposición 14.2 anterior, la Comisión podrá notificar al Permisionario de cualquier diferencia en el cálculo que derive de la aplicación de la metodología de ajuste tarifario que el Permisionario tenga autorizada para el Periodo regulatorio correspondiente.	Dentro del periodo establecido en la disposición 14.2 anterior, la Comisión podrá notificar al Permisionario de cualquier diferencia en el cálculo que derive de la aplicación de la metodología de ajuste tarifario que el Permisionario tenga autorizada para el Periodo regulatorio correspondiente. En caso de que el Permisionario no reciba la notificación dentro del plazo establecido, se entenderá que la propuesta no presenta diferencias y puede ser aplicada.	Se adiciona el texto resaltado en amarillo.
15.1	Para efecto del control de rentabilidad máxima, conforme al apartado cuarto, los Permisionarios deberán entregar a la Comisión la siguiente información: I. Estados financieros dictaminados conforme a las disposiciones 11.7 y 11.8. II. En su caso, notas o informes complementarios a los estados financieros dictaminados para efectos de identificar la información que es utilizada para la supervisión de la rentabilidad efectiva anual, conforme a lo establecido en la sección 7. III. Reporte de precios de transferencias y el pago de dividendos a partes relacionadas. En su caso, memorias de cálculo, incluyendo la descripción de los parámetros utilizados.	[…] III. Nota de precios de transferencias incluida en los Estados Financieros dictaminados.	Se modifica la redacción. En el caso de pago de dividendos, estos se incluyen en las notas a los EEFF.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

15.2	La entrega a la Comisión de la información descrita en la disposición 15.1 anterior deberá efectuarse a más tardar al cierre de abril de cada año correspondiente a cada año de los Periodos regulatorios.		
15.3	La Comisión determinará si existe un exceso al LRM de la rentabilidad efectiva anual conforme a la sección 7, y en su caso, notificará al Permisionario, dentro de los veinte días hábiles posteriores al cierre de abril de cada año, el inicio de un procedimiento de aplicación del Mecanismo de ajuste. En ningún momento la falta de la notificación referida en esta disposición significará que el Permisionario no ha excedido el LRM.	La Comisión determinará si existe un exceso al LRM de la rentabilidad efectiva anual conforme a la sección 7, y en su caso, notificará al Permisionario, dentro de los veinte días hábiles posteriores al cierre de mayo de cada año, el inicio de un procedimiento de aplicación del Mecanismo de ajuste.	Se tienen que acotar los días de notificación a los veinte días hábiles que se especifican en la disposición, de lo contrario el plazo queda a discreción de la CRE.
15.4	Posterior a la notificación referida en la disposición 15.3 anterior, el Permisionario contará con diez días hábiles para aportar cualquier información que considere deba ser tomada en cuenta en el procedimiento.		
15.5	La Comisión resolverá la aplicación del Mecanismo de ajuste y notificará al Permisionario, para efectos de que éste último publique la nueva Lista de tarifas, de conformidad con la sección 23.		
15.6	En caso de que la Comisión determine que la rentabilidad efectiva anual del Permisionario no excedió el LRM conforme a la sección 7, la Comisión notificará al Permisionario a más tardar al cierre de julio del año correspondiente.		
16.1	De conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones, la información de las cuentas que entregue el Permisionario deberá tener una integración analítica que permita conocer los saldos por: I. Sistema de distribución. II. Región. III. Grupo tarifario. IV. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior deberá contar con el dictamen de un tercero de conformidad con las disposiciones 11.7 y 11.8.	De conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones, la información de las cuentas que entregue el Permisionario deberá tener una integración analítica que permita conocer los saldos por: I. Permiso. II. Grupo tarifario. III. La proporción de las afectaciones por la inflación en México, la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio. Lo anterior deberá contar con el informe de un tercero de conformidad con las disposiciones 11.7 y 11.8.	Dado que la mayor parte de los permisos aún conservan el esquema de Zona geográfica, se propone modificar “Sistema de distribución” por “Permiso”. Llevar la contabilidad por grupo tarifario es una medida administrativa excesiva a innecesaria.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	Asimismo, la información de las cuentas que entregará el Permisionario deberá permitir el cálculo del Flujo neto, así como la rentabilidad efectiva.	Asimismo, la información de las cuentas que entregará el Permisionario deberá permitir el cálculo de la rentabilidad efectiva.	
16.2	Los Permisionarios propondrán a la Comisión su clasificación de costos fijos y variables con base en lo siguiente: I. Las partidas de costos y gastos que estén relacionadas con la capacidad instalada del Permisionario y que no se vean afectadas por cambios en el volumen de Gas natural conducido se considerarán costos fijos. II. Las partidas de costos y gastos que cambian con el volumen de Gas natural conducido por el Permisionario se considerarán costos variables.		Se vuelve la supervisión de costos. ¿Será supervisión de LRM o Costos?
16.3	Los Permisionarios deberán identificar las subcuentas en las que se registren los costos fijos y los costos variables.		
16.4	Los Permisionarios que operen diversos Sistemas y servicios efectuarán prorrateos de los costos y gastos comunes entre dichos Sistemas y servicios. Asimismo, deberán justificar ante la Comisión su clasificación de costos y gastos comunes.		Sobre regulación. Se continúa con la tendencia de supervisión de costos.
16.5	Los costos y gastos comunes deberán ser prorrateados con base en la ponderación que se deriva de la participación de los ingresos por Sistema y por servicio en el ingreso total.		
16.6	No obstante, lo dispuesto en la disposición inmediata anterior, los Permisionarios podrán utilizar alguno de los siguientes criterios de ponderación: I. La participación del valor de los activos utilizados en la actividad regulada respecto al total de activos. II. La participación del número de empleados que trabajan en la actividad regulada respecto al total de empleados. III. La participación de los salarios y prestaciones derivados de la actividad regulada respecto al monto total de salarios y prestaciones. La participación de la utilidad bruta obtenida de la actividad regulada respecto a la utilidad bruta total.		Los permisionarios deberían tener libertad de determinar sus criterios de asignación, no deben ser impuestos por la Comisión.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

16.7	Para efectos de la disposición 16.6 anterior, los Permisionarios deberán demostrar ante la Comisión, para cada cuenta, que la aplicación de alguno de estos criterios es más adecuada para prorratear los costos y gastos comunes que el criterio establecido en la disposición 16.5.		
16.8	Adicionalmente a lo establecido en la disposición 16.7 inmediata anterior, los Permisionarios deberán considerar que los criterios de reparto que se propongan deberán ser homogéneos, es decir, que sean consistentes y congruentes con los establecidos en los ejercicios anteriores, y, además, éstos deberán ser comprobables y estar acompañados del dictamen de un tercero conforme a las disposiciones 11.7 y 11.8.	Adicionalmente a lo establecido en la disposición 16.7 inmediata anterior, los Permisionarios deberán considerar que los criterios de reparto que se propongan deberán ser homogéneos, es decir, que sean consistentes y congruentes con los establecidos en los ejercicios anteriores, y, además, éstos deberán ser comprobables y estar acompañados del informe de un tercero conforme a las disposiciones 11.7 y 11.8.	
16.9	Los Permisionarios deberán entregar a la Comisión la documentación que detalle los prorrateos efectuados.		
17.1	Además de la contabilidad, los Permisionarios deberán llevar registros y controles que sirvan como base para preparar información técnica, económica y financiera requerida por la Comisión bajo criterios homogéneos de obtención, registro, acumulación, clasificación y reparto sobre los siguientes aspectos: I. Volúmenes de adquisición de gas. II. Volúmenes de venta de gas, comercializado y de balanceo, por tipo de cliente y de servicio. III. Niveles de utilización del sistema. IV. Clientes clasificados por grupo tarifario y modalidad de servicio. V. Precios unitarios de adquisición y de venta de gas. VI. Precios unitarios y volúmenes suministrados por tipo de cliente y de servicio. VII. Activos fijos pormenorizados. VIII. Estados de cuenta de pasivos documentados, bancarios y no bancarios. IX. Acciones preferenciales. X. Cambios en la posición accionaria.	Eliminar	No es claro para qué solicitan esta información.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

17.2	Adicional a lo establecido en la disposición 15.1, los Permisionarios deberán presentar a la Comisión un informe, en los términos establecidos en la disposición 15.2, con la información y los valores utilizados en el cálculo de los elementos de las fórmulas siguientes y de sus elementos: I. Precio máximo de adquisición. II. Ingreso máximo para el periodo t. Ingreso obtenido o, en su caso, el ingreso obtenido en el año t, ajustado por caídas en el volumen.	Adicional a lo establecido en la disposición 15.1, los Permisionarios deberán presentar a la Comisión la información y los valores utilizados en el cálculo del ingreso obtenido en el periodo de control.	El precio de adquisición no tiene relación con el cálculo de la rentabilidad.
17.3	Los Permisionarios deberán presentar, en las notas a sus estados financieros dictaminados, información sobre todas las operaciones con partes relacionadas, de acuerdo con lo establecido en la NIF C-13.		
18.1	Las Tarifas máximas para el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se clasifican y se componen de los cargos máximos que se especifican a continuación. I. Las Tarifas máximas de distribución por ducto de Gas Natural en base firme, así como del servicio en Base volumétrica, serán Tarifas binómicas y estarán compuestas por los siguientes conceptos: a. Cargo por capacidad. b. Cargo por uso. c. Cargo por servicio. II. II. Las Tarifas máximas de Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural en base interrumpible serán Tarifas monómicas y estarán compuestas por el cargo volumétrico.	Las Tarifas máximas para el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se clasifican y se componen de los cargos máximos que se especifican a continuación. III. Las Tarifas máximas de distribución por ducto de Gas Natural en base firme, así como del servicio en Base ~~y~~Volumétrica, serán Tarifas binómicas y estarán compuestas por los siguientes conceptos: d. Cargo por capacidad. e. Cargo por uso. f. Cargo por servicio. ~~II. Las Tarifas máximas de Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural en base interrumpible serán Tarifas monómicas y estarán compuestas por el cargo volumétrico.~~	Término definido Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
18.2	En el caso que el Permisionario proponga una estructura de tarifas distinta a la señalada en la presente sección, la Comisión revisará y evaluará la información presentada y, en su caso, aprobará dicha propuesta, siempre y cuando el Permisionario demuestre que la aplicación de tales tarifas no impone costos adicionales innecesarios a los Usuarios de estos servicios ni incurre en prácticas discriminatorias.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

18.3	Los Permisionarios deberán prestar el Servicio de Distribución en cualquiera de las siguientes modalidades: base firme, base interrumpible y Base Volumétrica conforme a la Ley, el Reglamento, y demás disposiciones aplicables.	Los Permisionarios deberán prestar el Servicio de Distribución en cualquiera de las siguientes modalidades: base firme~~, base interrumpible~~ y Base Volumétrica conforme a la Ley, el Reglamento, y demás disposiciones aplicables.	Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
19.1	Los cargos que componen las Tarifas máximas del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se establecerán bajo los criterios siguientes: I. El Cargo por capacidad tiene como finalidad permitir al Permisionario recuperar los costos fijos asociados al Grupo Tarifario del Servicio en base firme que corresponda, y representa la contraprestación a pagar por la capacidad reservada por el Usuario en el Sistema para satisfacer su demanda en un periodo determinado, expresada en Pesos por Unidad y periodo. II. El Cargo por uso tiene el objetivo de permitir al Permisionario la recuperación de los costos variables asociados al Grupo Tarifario del Servicio en base firme respectivo, y representa la contraprestación a pagar por el uso del Sistema, calculada con base en la cantidad de Gas Natural conducida a cuenta del Usuario, expresado en Pesos por Unidad. La Tarifa monómica de los Servicios interrumpibles, integra los costos fijos y variables relacionados con la capacidad y el uso del Sistema, respectivamente, de acuerdo con la proporción que corresponda a cada Grupo Tarifario de los Servicios interrumpibles y se aplicará a la cantidad de Gas Natural conducida a cuenta del Usuario, expresado en Pesos por Unidad.	Los cargos que componen las Tarifas máximas del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se establecerán bajo los criterios siguientes: I. El Cargo por capacidad tiene como finalidad permitir al Permisionario recuperar los costos fijos asociados al Grupo Tarifario del Servicio en base firme que corresponda, y representa la contraprestación a pagar por la ~~capacidad reservada~~ cantidad máxima diaria establecida en el contrato de Servicio en Base Firme por el Usuario en el Sistema para satisfacer su demanda en un periodo determinado, expresada en Pesos por Unidad y periodo. II. El Cargo por uso tiene el objetivo de permitir al Permisionario la recuperación de los costos variables asociados al Grupo Tarifario del Servicio en base firme respectivo, y representa la contraprestación a pagar por el uso del Sistema, calculada con base en la cantidad de Gas Natural conducida a cuenta del Usuario, expresado en Pesos por Unidad. ~~La Tarifa monómica de los Servicios interrumpibles, integra los costos fijos y variables relacionados con la capacidad y el uso del Sistema, respectivamente, de acuerdo con la proporción que corresponda a cada Grupo Tarifario de los Servicios interrumpibles y se aplicará a la cantidad de Gas Natural conducida a cuenta del Usuario, expresado en Pesos por Unidad.~~	Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible y capacidad reservada, en relación con las DACGS de acceso Abierto. Se modifica conforme a la disposición 20.2 y se elimina toda la sección 20 que hace referencia a tarifas de servicios en base interrumpible.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

		Los cargos que componen las Tarifas máximas del Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural se establecerán bajo los criterios siguientes: […] III. Las Tarifas máximas para Servicios interrumpibles deberán ser inferiores a la Tarifa máxima del Servicio en base firme respectivo, suponiendo un Factor de Carga de cien por ciento. Estas tarifas se calcularán a partir de la Tarifa máxima inicial en base firme considerando la probabilidad de interrupción del suministro.	
19.2	Para determinar las tarifas del servicio en Base volumétrica, se añadirá al cargo volumétrico los demás costos necesarios para el suministro del Gas Natural. Los Permisionarios que presten éste servicio estarán obligados a: I. Asignar la capacidad de su Sistema que se requiera para la prestación del servicio a los Usuarios finales de bajo consumo, sin que incurran en el traslado de costos excesivos e injustificados a dichos Usuarios. II. Garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su Sistema de distribución por ducto de Gas Natural considerando el periodo pico de dicho Sistema, de forma que se asegure la satisfacción de la demanda máxima de los Usuarios finales de bajo consumo.	Para determinar las tarifas del servicio en Base volumétrica, se añadirá al cargo volumétrico los demás costos necesarios para el suministro del Gas Natural. Los Permisionarios que presten este servicio estarán obligados a: I. Asignar la capacidad de su Sistema que se requiera para la prestación del servicio a los Usuarios finales de bajo consumo, sin que incurran en el traslado de costos injustificados a dichos Usuarios. II. Garantizar la capacidad diaria máxima requerida en su Sistema de distribución por ducto de Gas Natural considerando el periodo pico de dicho Sistema, de forma que se asegure la satisfacción de la demanda máxima de los Usuarios finales de bajo consumo.	Se elimina el término “costos excesivos” dado que puede ser algo que la CRE decida de manera discrecional.
19.3	Los Permisionarios deberán acreditar ante la Comisión los puntos anteriores conforme a las disposiciones aplicables.	~~Los Permisionarios deberán acreditar ante la Comisión los puntos anteriores conforme a las disposiciones aplicables.~~	No es tema de estas DACG.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

			Aclarar a que supervisión se refiere: costos, tarifa o LRM. (Sobre regulación)
20.1	La oferta de Servicios interrumpibles considerará, entre otras, las siguientes situaciones. I. Escenarios donde las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible. II. II. Escenarios donde las saturaciones en el Sistema se resuelvan mediante Servicios interrumpibles.	~~La oferta de Servicios interrumpibles considerará, entre otras, las siguientes situaciones.~~ ~~I. Escenarios donde las solicitudes de reserva de capacidad excedan la capacidad disponible.~~ ~~II. Escenarios donde las saturaciones en el Sistema se resuelvan mediante Servicios interrumpibles.~~	Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible y capacidad disponible, se elimina la definición de capacidad reservada, en relación con las DACGS de acceso Abierto. Eliminar toda la disposición 20
20.2	Las Tarifas máximas para Servicios interrumpibles deberán ser inferiores a la Tarifa máxima del Servicio en base firme respectivo, suponiendo un Factor de Carga de cien por ciento. Estas Tarifas máximas para Servicios interrumpibles se calcularán a partir de la Tarifa máxima inicial en base firme considerando la probabilidad de interrupción del suministro.	~~Las Tarifas máximas para Servicios interrumpibles deberán ser inferiores a la Tarifa máxima del Servicio en base firme respectivo, suponiendo un Factor de Carga de cien por ciento. Estas Tarifas máximas para Servicios interrumpibles se calcularán a partir de la Tarifa máxima inicial en base firme considerando la probabilidad de interrupción del suministro.~~	Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
20.3	Cuando los Permisionarios ofrezcan servicios interrumpibles deberán asegurarse que los Usuarios: I. Dispongan de las instalaciones y el equipo necesarios para un adecuado control de las disminuciones o interrupciones del servicio en forma segura. II. Tengan la capacidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.	~~Cuando los Permisionarios ofrezcan servicios interrumpibles deberán asegurarse que los Usuarios:~~ ~~I. Dispongan de las instalaciones y el equipo necesarios para un adecuado control de las disminuciones o interrupciones del servicio en forma segura.~~ ~~II. Tengan la capacidad de medir las disminuciones o interrupciones diarias.~~	Procede si se acepta la eliminación de la base interrumpible, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
21.1	Los Permisionarios podrán ofrecer el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural con base en Tarifas y cargos convencionales. Las Tarifas convencionales no deberán exceder las Tarifas máximas aprobadas en Pesos por la Comisión para el servicio correspondiente, salvo en los casos previstos en las disposiciones 21.2 y 21.3 siguientes.		
21.2	Los Permisionarios podrán acordar esquemas de Tarifas y cargos convencionales de largo plazo, que podrán ser superiores a la Tarifa máxima cuando se cumplan las siguientes condiciones:		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	I. La vigencia pactada para la Tarifa y/o cargo convencional sea por un plazo mayor a cinco años. II. Al momento de pactar la Tarifa y/o cargo convencional, éste sea inferior a la Tarifa máxima o cargo máximo correspondiente en Pesos mexicanos que se encuentre vigente. III. La relación entre la Tarifa o cargo convencional y la Tarifa máxima o cargo máximo vigente para el servicio correspondiente se invierta como resultado de los esquemas de ajuste de las tarifas o cargos. El Permisionario haya hecho del conocimiento de los Usuarios que el nivel de las Tarifas convencionales acordadas pudiera llegar a ubicarse por arriba de la Tarifa máxima aprobada por la Comisión para el servicio correspondiente como resultado de los ajustes a que se refiere el inciso anterior.		
21.3	En el caso de activos ejecutados previamente mediante procesos competitivos de licitación y se encuentren regulados por las presentes Disposiciones, se requerirá que el Permisionario presente la información técnica y económica utilizada en el proceso licitatorio con el fin de que la Comisión tenga la información suficiente para llevar a cabo la supervisión de las presentes Disposiciones. Asimismo, las tarifas máximas resultantes de dicho proceso serán las Tarifas máximas aplicables.	~~En el caso de activos ejecutados previamente mediante procesos competitivos de licitación y se encuentren regulados por las presentes Disposiciones, se requerirá que el Permisionario presente la información técnica y económica utilizada en el proceso licitatorio con el fin de que la Comisión tenga la información suficiente para llevar a cabo la supervisión de las presentes Disposiciones. Asimismo, las tarifas máximas resultantes de dicho proceso serán las Tarifas máximas aplicables.~~	Esto aplica en transporte, no en distribución.
21.4	Las Tarifas convencionales para Servicios interrumpibles no deberán exceder, en Pesos, a la correspondiente Tarifa máxima del Servicio en base firme respectiva, suponiendo un Factor de carga de cien por ciento.	~~Las Tarifas convencionales para Servicios interrumpibles no deberán exceder, en Pesos, a la correspondiente Tarifa máxima del Servicio en base firme respectiva, suponiendo un Factor de cCarga de cien por ciento.~~	**P**rocede si se acepta la eliminación de la base interrumpible, en relación con las DACGS de acceso Abierto.
21.5	Los Permisionarios sólo podrán ofrecer sus servicios bajo Tarifas convencionales con sujeción a criterios de aplicación general y no indebidamente discriminatorios, los cuales deberán presentarse ante la Comisión.		
21.6	Todos los contratos objeto de una Tarifa convencional deberán: I. Hacer referencia a la Tarifa máxima del servicio correspondiente que hubiera resultado si éste no	Todos los contratos objeto de una Tarifa convencional deberán:	Las tarifas convencionales son un acuerdo entre particulares, por lo que no tendrían por qué contar con la aprobación de la CRE. En este

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	se hubiera prestado a través de una Tarifa convencional. II. Tener una vigencia determinada que no podrá ser prorrogable o renovable, y obtener, previo a su formalización, el visto bueno de la Comisión y, una vez suscritos, registrarse ante la misma. El incumplimiento de esta fracción, tendrá como consecuencia que el contrato no será oponible ni válido frente a la Comisión, para efectos de aprobación de la tarifa correspondiente.	I. Hacer referencia a la Tarifa máxima del servicio correspondiente que hubiera resultado si éste no se hubiera prestado a través de una Tarifa convencional. II. Tener una vigencia determinada que no podrá ser prorrogable o renovable, y obtener, previo a su formalización, el visto bueno de la Comisión y, una vez suscritos, registrarse ante la misma. El incumplimiento de esta fracción, tendrá como consecuencia que el contrato no será oponible ni válido frente a la Comisión, para efectos de aprobación de la tarifa correspondiente. III. Registrarse ante la Comisión.	sentido, tampoco se puede obligar a los distribuidores a que no puedan renovar o prorrogar los contratos. La única obligación del Distribuidor establecida en el Reglamento es la de registrar los contratos ante la CRE y en caso de que hubiese violaciones a la LH y al Reglamento, la CRE podría hacernos las observaciones pertinentes.
22.1	Cuando los Permisionarios ofrezcan otros servicios a los mencionados en estas Disposiciones que se encuentren directamente relacionados con la distribución por ducto de Gas Natural, dichos servicios y sus correspondientes tarifas y cargos deberán estar incluidos de conformidad con los TCPS establecidos en las DACG de Servicios y Acceso abierto		
23.1	Los Permisionarios deberán publicar en su Boletín Electrónico sus Tarifas máximas y cargos establecidos por la Comisión –en la moneda que, para dichos fines, haya determinado la Comisión–; en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan a la región atendida por el Permisionario y en el periódico de mayor circulación en su localidad. Las Tarifas máximas entrarán en vigor una vez publicadas en el Boletín electrónico, previa notificación a la Comisión.	~~Los Permisionarios deberán publicar en su Boletín Electrónico sus Tarifas máximas y cargos establecidos por la Comisión –en la moneda que, para dichos fines, haya determinado la Comisión–; en los periódicos oficiales de las entidades federativas que correspondan a la región atendida por el Permisionario y en el periódico de mayor circulación en su localidad. Las Tarifas máximas entrarán en vigor una vez publicadas en el Boletín electrónico, previa notificación a la Comisión.~~	La Comisión deberá considerar que la implementación de un Boletín Electrónico puede traer impactos negativos para la Distribuidores y para los propios usuarios: a) Exceso de carga administrativa e incremento en costos trasladables en perjuicio de nuestra competitividad. Se analizó que el costo por BE por permiso será de $ 250,000 dlls. por año que tendrá que trasladarse al usuario final en la tarifa. b) Riesgo de pérdida de mercado debido a publicación de estrategias de expansión aunado a zonas de competencia desleal. c) Riesgo de incumplir con la Ley Federal de Protección de Datos Personales. d) En caso de que subsista esta obligación la CRE deberá eliminar la Directiva de Información

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

			porque habrá mucha información contenida en el BE que se estaría duplicando en reportar.
23.2	Los Permisionarios deben operar y mantener permanentemente actualizado un sistema de información accesible en forma remota por vía Internet, que permita a los Usuarios conocer las Tarifas máximas aprobadas, así como los criterios utilizados para ofrecer tarifas distintas a las máximas, en su caso.		
23.3	Los Permisionarios deberán poner a disposición de los Usuarios los TCPS y sus Tarifas máximas.		
24.1	Los Servicios de conexión consisten en la instalación de ductos, medidores y otras instalaciones auxiliares, en su caso, que permitan la interconexión entre los Sistemas de distribución por ducto de Gas Natural y la conexión a instalaciones de aprovechamiento de los Usuarios y Usuarios finales, o de los solicitantes de los servicios.		
24.2	Cuando un Usuario pague por una conexión, cualquiera que sea su tipo, que posteriormente sea aprovechada por otros Usuarios o Usuarios finales, el Permisionario determinará el procedimiento para reembolsar el monto proporcional al Usuario o Usuario final que realizó el pago inicial. Cuando dicho procedimiento sea de aplicación general deberá estar consignado en los TCPS. En caso contrario, deberá notificarse a la Comisión la forma y fecha de dicho reintegro.	Eliminar	No es fácil dar seguimiento, toda vez que los usuarios en ocasiones no son los titulares del contrato. Asimismo, ¿cómo se recuperaría la parte del costo que, en su caso, se reembolse?
24.3	Cuando un Usuario o Usuario final pague por una conexión, cualquiera que sea su tipo, que deje de utilizar y posteriormente sea aprovechada por otros Usuarios o Usuarios finales, en ninguna circunstancia el Permisionario podrá cobrar nuevamente los cargos por estos servicios a los nuevos Usuarios o Usuarios finales. Únicamente podrá exigir el pago de los cargos por reconexión que resulten aplicables.		
24.4	Las disposiciones de esta sección no serán aplicables a los cargos que se deriven de un convenio de inversión entre el Permisionario y los Usuarios. En ese caso, los Permisionarios deberán cumplir con todas las disposiciones jurídicas aplicables y estarán obligados a informar, previa firma de dicho convenio,		¿De qué forma se debe a informar? Actualmente no se informa.

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	a la Comisión sobre los términos pactados. Cabe mencionar que, todo convenio de inversión no deberá formar parte de la Tarifa máxima.		Se sugiere establecer cuál es el plazo para informar a la Comisión previo a la firma de un convenio de inversión.
24.5	En ningún caso las cantidades obtenidas en concepto de instalaciones de conexión formarán parte de la Base de Activos Regulados.	**24.5.** Las cantidades obtenidas por concepto de instalaciones de conexión se restarán de la Base de Activos Regulados. Estas cantidades tendrán el mismo tratamiento que los medidores y las acometidas en cuanto a la reexpresión y depreciación.	Como se había propuesto, se modifica el párrafo para incluir las conexiones en la base de activos descontando los ingresos por conexión.
25.1	La Comisión regulará el Cargo por conexión a los Sistemas de distribución por ducto de Gas Natural a través de: I. Definir una conexión estándar. II. Autorizar un máximo al Cargo por conexión estándar del Permisionario. III. III. Requerir que los Permisionarios publiquen una lista de cargos aprobados por la Comisión para conexiones estándar, no estándar, así como cargos por desconexiones y reconexiones.		
25.2	Los Permisionarios deberán prestar el Servicio de Distribución por ducto de Gas Natural a través de ofrecer una conexión estándar a todos los Usuarios o Usuarios finales salvo en el supuesto de la disposición 25.7. Lo anterior, deberá estar sujeto a los criterios de factibilidad técnica y económica establecidos en las DACG de Servicios y Acceso abierto.		
25.3	Los costos de las Conexiones estándar que pretenda cobrar un Permisionario estarán incluidos y claramente identificados en la propuesta de Tarifas máximas que será autorizada por la Comisión conforme a lo establecido en el apartado tercero.		
25.4	Se podrán establecer periodos para el cobro de los costos de las Conexiones estándar a propuesta del Permisionario y previa aprobación de la Comisión, para los diferentes Grupos Tarifarios.		¿No debería ser el mismo periodo que el de las tarifas máximas?
25.5	Los Permisionarios podrán recuperar el costo proyectado relativo al mantenimiento de las Conexiones estándar y otros costos relativos a la conexión de Usuarios finales por medio del Cargo por servicio.		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

25.6	Los Cargos por conexión y el Cargo por servicio que la Comisión apruebe al Permisionario, se podrán ajustar cada año conforme a la propuesta de metodología de ajuste tarifario incluido en la propuesta de Tarifas máximas mencionadas en la disposición 4.13.		
25.7	Cuando la Conexión estándar no sea suficiente para el acoplamiento de las instalaciones del Usuario o Usuario final con el Sistema de distribución por ducto de Gas Natural, los Permisionarios podrán efectuar una conexión no estándar y aplicar un cargo adicional por este concepto. El Cargo por conexiones no estándar incluirá los costos correspondientes a los ductos e instalaciones adicionales a los incluidos en las Conexiones estándar.		
25.8	Las Conexiones no estándar en ningún caso podrán incorporarse a la Base de Activos Regulados con objeto de extender el Sistema de distribución por ducto de Gas Natural.		La Comisión pretende que las conexiones no estándar no sean mayores a 100 metros. Con esta disposición, cómo se recuperarían, en su caso, las conexiones no estándar mayores a 100 metros.
25.9	Los Permisionarios sólo podrán aplicar a los Usuarios o Usuario finales de su Sistema, los Cargos de conexión y reconexión anteriores, cuando exista un activo nuevo asociado a dicho cargo. En caso contrario, el Permisionario no podrá aplicar dichos cargos a los Usuarios o Usuarios finales.		La reconexión se paga siempre que se realiza una desconexión, no se puede aplicar únicamente a nuevas conexiones.
25.10	Los Permisionarios deberán incluir en sus TCPS la forma en que determinarán los cargos adicionales por el servicio de conexiones no estándar.		
25.11	Los Permisionarios podrán cobrar un cargo separado por desconectar y reconectar a los Usuarios finales, el cual deberá ser incluido en sus TCPS.		
25.12	Los Permisionarios podrán pactar descuentos o acuerdos convencionales con los Usuarios o Usuarios finales, en relación con los Cargos por conexión, de conformidad con lo establecido en el Reglamento.		
26.1	Con base en la disposición 6.1 de las presentes Disposiciones, el Límite de Rentabilidad Máxima y los parámetros utilizados para su construcción se publicarán de manera abierta en la página de la Comisión (https://www.gob.mx/cre) o en aquella		¿Serán mecanismos adicionales a los convenios de inversión?

	que la sustituya, para que cualquier interesado pueda conocer su último valor, así como sus valores históricos (a partir de la entrada en vigor de las presentes Disposiciones).		
26.2	Los Permisionarios deberán entregar a la Comisión la información conforme a lo establecido en los apartados tercero, cuarto y quinto de manera efectiva, ordenada, clara y sujeta a los lineamientos de las presentes Disposiciones.		
26.3	La utilización de la Unidad de medida a que se refiere la disposición 2.55 se sujetará a lo establecido en la RES/267/2006, por la que se modifican las disposiciones de aplicación general expedidas por la Comisión Reguladora de Energía en conformidad con la Norma NOM-008-SCFI-2002, Sistema General de Unidades de Medida, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 19 de diciembre de 2006, así como a cualquier disposición jurídica que la modifique o la sustituya.		
26.4	Los Permisionarios con vidas útiles aprobadas por la Comisión previo a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones se mantendrán en los mismos términos respecto a sus vidas útiles regulatorias.		
26.5	En caso que, el Permisionario preste un servicio indebidamente discriminatorio. La Comisión resolverá en ejercicio de sus atribuciones conforme a la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento y demás disposiciones aplicables.	**26.5.** En caso que el Permisionario preste un servicio indebidamente discriminatorio, la Comisión resolverá en ejercicio de sus atribuciones conforme a la Ley de Hidrocarburos, su Reglamento y demás disposiciones aplicables.	Correcciones ortográficas.
26.6	El establecimiento de las Tarifas máximas conforme a las presentes Disposiciones no garantizará que los Permisionarios obtengan los ingresos esperados, ni garantizará obtener una rentabilidad específica.		
26.7	En ningún caso se considerarán efectos retroactivos ni ajustes compensatorios en función de los resultados de operación de ejercicios anteriores.		
26.8	Cuando en el desahogo del proceso de aprobación de Tarifas máximas se incumpla con los plazos establecidos en el apartado tercero por causas atribuibles a la Comisión, una vez que inicie el nuevo periodo regulatorio el Permisionario continuará aplicando las Tarifas máximas vigentes del último año del periodo regulatorio inmediato anterior. No obstante, la		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	aprobación de las nuevas Tarifas máximas iniciales incluirá los ajustes que, en su caso, resulten necesarios para compensar la posible diferencia de ingresos que experimenten los Permisionarios por la demora señalada.		
26.9	Cualquier situación no prevista en las presentes Disposiciones o en sus disposiciones transitorias, será resuelta por la Comisión a petición de cualquier solicitante de permiso o de cualquier Permisionario.		
PRIMERO	Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifiquen la metodología de tarifas de distribución por ducto de Gas Natural entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.		
SEGUNDO	En caso de que el Permisionario solicite el cambio a la regulación con control de rentabilidad máxima, los estados financieros auditados que serán supervisados serán los del año en el cual hagan la solicitud, éstos serán a partir del 1 de enero del mismo año. Asimismo, deberá comprobar el valor de su base de activos reexpresada al momento de su solicitud, debidamente certificada por un auditor independiente, de conformidad con el apartado quinto de las presentes disposiciones.	.	
TERCERO	Los Permisionarios que estén sujetos a 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 y migren a la regulación con control de rentabilidad máxima no podrán por ningún motivo regresar a la regulación bajo dicha directiva de tarifas		
CUARTO	Los permisos que al momento de la entrada en vigor de las presentes Disposiciones se encuentren en proceso de revisión quinquenal o intraquinquenal, podrán continuar con dicho proceso de conformidad con la DIR-GAS-001-2007.		
QUINTO	Los Permisionarios que deseen migrar al esquema bajo control de rentabilidad máxima, deberán manifestar a la Comisión su voluntad de someterse y sujetarse a las presentes Disposiciones a través de un escrito libre firmado por el representante legal del titular del permiso, además deberán entregar la información necesaria para la determinación de las Tarifas máximas de conformidad a lo establecido en las	**QUINTO.** Los Permisionarios que deseen migrar al esquema bajo control de rentabilidad máxima, deberán manifestar a la Comisión su voluntad de someterse y sujetarse a las presentes Disposiciones a través de un escrito libre firmado por el representante legal del titular del permiso, además deberán entregar la información	La Comisión no debería obligar a los Permisionarios a decidir en cuál esquema permanecerán en el primer año de la entrada en vigor de las DACG. Especificar que, en tanto no manifiesten su voluntad de cambiar al esquema del LRM, los

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	presentes Disposiciones. Lo anterior, deberá ser presentado a la Comisión en un plazo máximo de un año contado a partir de la entrada en vigor de las presentes Disposiciones. Asimismo, se deberá especificar si la migración surtirá efectos en el siguiente año o al finalizar su periodo quinquenal de prestación de servicios. En caso que no manifieste por escrito el interés de migrar al nuevo esquema regulatorio, en el periodo antes mencionado, dichos permisos seguirán sujetos a la DIR-GAS-001-2007 en lo relativo a la Distribución por ducto de Gas Natural hasta que concluya su vigencia.	necesaria para la determinación de las Tarifas máximas de conformidad con lo establecido en las presentes Disposiciones. En caso que no manifieste por escrito el interés de migrar al nuevo esquema regulatorio, en el periodo antes mencionado, dichos permisos seguirán sujetos a la DIR-GAS-001-2007 en lo relativo a la Distribución por ducto de Gas Natural hasta que concluya la vigencia del permiso.	permisionarios seguirán sujetos a lo establecido en la Directiva de tarifas hasta que finalice la vigencia del permiso.
SEXTO	Con base en la disposición 4.1 de las presentes Disposiciones, en el caso que la solicitud tarifaria haya sido requerida a la Comisión previo a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones y el Permisionario no desee permanecer bajo el régimen regulatorio de la DIR-GAS-001-2007, deberá desistir de dicha solicitud y solicitar nuevamente a la Comisión la aprobación de sus Tarifas máximas bajo lo establecido en las presentes Disposiciones y de conformidad al proceso definido en el apartado tercero.		
SÉPTIMO	En lo aplicable a Distribución por 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. No obstante, los actos administrativos emitidos durante la vigencia de la Directiva señalada en el párrafo anterior, continuarán surtiendo plenos efectos, sin perjuicio de lo dispuesto en las disposiciones transitorias de las presentes Disposiciones.		
OCTAVO	En lo relativo a los criterios y lineamientos contables para el cálculo de precios y tarifas de distribución por 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.		
NOVENO	Las presentes Disposiciones 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		

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

	por 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 Tarifas máximas iniciales para el primer Periodo regulatorio de prestación de servicios.		
DÉCIMO	Los permisos con exclusividad continuarán bajo 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.	Los permisos con exclusividad continuarán bajo 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 hasta que finalice dicha exclusividad.	Especificar que solo es durante el periodo de exclusividad estipulado inicialmente en el permiso otorgado.
UNDÉCIMO	Los términos de los contratos pactados por los Permisionarios con anterioridad a la entrada en vigor de la presente Directiva en los que se haya 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 Disposiciones.		
DUODÉCIMO	La Comisión considerará un periodo de transición al Sistema de Información Regulatoria de Costos y Activos, el cual servirá para efectuar las modificaciones y adecuaciones necesarias de los sistemas de reporte de información de los Permisionarios y de la Comisión, mientras tanto, los Permisionarios deberán entregar la información requerida en los términos y formatos que para tal efecto establezca la Comisión en apego al Artículo 77 del Reglamento; no obstante, la Comisión podrá ajustar los formatos o plantillas que deberán utilizar los Permisionarios para reportar información, para efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos establecidos en las presentes Disposiciones.		Es importante establecer el periodo de transición.
Anexo 1. Límite de Rentabilidad Máxima	El Límite de Rentabilidad Máxima aplicable a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones será de 13.42%. Este valor fue calculado con base en la metodología establecida en el apartado cuarto con los parámetros que se muestran en la Tabla 1. Asimismo, el LRM podrá ser actualizado conforme a lo establecido en la disposición 6.5.	El Límite de Rentabilidad Máxima aplicable a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones será de XXXX% después de impuestos. Este valor fue calculado con base en la metodología establecida en el apartado cuarto con los parámetros que se muestran en la Tabla 1. Asimismo, el LRM podrá ser actualizado conforme a lo establecido en la disposición 6.5.	Es importante destacar que en la fórmula del borrador que fue subido a CONAMER, no se especifica qué es la beta y qué es el ajuste regulatorio. Asimismo, la falta de claridad de las variables y la descripción tan ambigua de las series, no

Comentarios al ANTEPROYECTO DE ACUERDO DE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFIQUEN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR DUCTO DE GAS NATURAL.

<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>permite su rastreabilidad y por tanto, no fue posible encontrar el valor de las variables. Por lo anterior, es necesario establecer bases rastreables para determinar la tasa.</td></tr>
<tr><td>Tabla 5. Vidas útiles regulatorias</td><td><table>
<tr><th>Activos</th><th>Años</th></tr>
<tr><td>Ductos</td><td>25 a 30</td></tr>
<tr><td>Equipos de Compresión</td><td>25 a 30</td></tr>
<tr><td>Equipos de medición y de regulación</td><td>25 a 30</td></tr>
<tr><td>Estructuras y equipos de telecomunicación</td><td>10</td></tr>
<tr><td>Otras estructuras técnicas de la actividad</td><td>25 a 30</td></tr>
<tr><td>Edificios y otras construcciones</td><td>50</td></tr>
<tr><td>Mobiliario y equipo de oficina</td><td>5</td></tr>
<tr><td>Equipos de cómputo</td><td>3</td></tr>
<tr><td>Equipos de transporte</td><td>5</td></tr>
</table></td><td></td><td>Se deberá aclarar que dentro de cada concepto se encuentran activos con vidas útiles diferentes (mayores o menores), por ejemplo, en estructuras y equipos de telecomunicación hay activos con vidas útiles menores. En el caso de quipos de oficina, las vidas útiles suelen ser mayores a 5 años.
Aclarar a qué se refieren con “Otras estructuras técnicas de la actividad”.</td></tr>
<tr><td>Anexo 2. Catálogo de cuentas

3.26</td><td>La cuenta 1609 Medidores en servicio incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los Usuarios finales en servicio.
Se mantendrán todos los registros relacionados con medidores para que el Permisionario 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 propiedad del Permisionario.</td><td>La cuenta 1609 Medidores en servicio incluirá el costo de medidores o instrumentos utilizados en la medición del gas entregado a los Usuarios finales en servicio.</td><td>Es difícil contar con el registro exacto y la ubicación de cada uno de los medidores.</td></tr>
</table>