**ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESPECIFICAN LA METODOLOGÍA DE TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN POR MEDIO DE DUCTO DE GAS NATURAL**

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

1. Que, el 03 de junio de 1996, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Directiva de Contabilidad para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-002-1996 (la Directiva de Contabilidad).
2. Que, el 28 de diciembre de 2007, se publicó en el DOF la Directiva sobre la determinación de tarifas y el traslado de precios para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-2007 (la Directiva de Tarifas).
3. Que, el 20 de diciembre de 2013 se publicó en el DOF el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía (el Decreto).
4. Que, el 11 de agosto de 2014, se publicó en el DOF la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y el 31 de octubre de 2014, se publicó en el mismo medio de difusión oficial el Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos (el Reglamento).
5. Que, el 08 de marzo de 2017, se publicó en el DOF el Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal (el Acuerdo Presidencial).
6. Que, el 18 de mayo de 2018, se publicó en el DOF, la Ley General de Mejora Regulatoria, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general que busca implementar una política de mejora regulatoria para el perfeccionamiento de las regulaciones y simplificación de trámites y servicios.
7. Que, el 15 de junio de 2022 se publicó en el DOF el Acuerdo número A/015/2021 de la Comisión que establece los supuestos que constituyen una actualización de permiso (Acuerdo A/015/2022).
8. Que, la LORCME, en su artículo 22, fracciones I y II, establece que la Comisión cuenta con atribuciones para emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como para expedir, a través de su Órgano de Gobierno, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación, las disposiciones administrativas de carácter general, así como las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia.
9. Que, la LORCME, en su artículo 22, fracción III, establece que la Comisión cuenta con la atribución para emitir las resoluciones, acuerdos, directivas, bases y demás actos necesarios para el cumplimiento de sus funciones.
10. Que, la LORCME, en su artículo 41, fracción I y 42, señala que corresponde a la Comisión, entre otras actividades, regular y promover el desarrollo eficiente de la distribución por medio de ducto de gas natural, así como promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.
11. Que, de conformidad con el artículo 81, fracción I, inciso c) de la LH corresponde a la Comisión regular y supervisar, entre otras actividades la distribución por medio de ducto de gas natural.
12. Que, la LH en su artículo 4, fracción XI y el Reglamento en sus artículos 35 y 38 señalan que la distribución por medio de ducto de gas natural comprende la actividad de adquirir, recibir, guardar y, en su caso conducir gas natural para su expendio al público o consumo final, a través de una red de tuberías e instalaciones.
13. Que, el artículo 82 de la LH establece que la Comisión expedirá disposiciones de aplicación general para la regulación de las actividades a que se refiere la LH, incluyendo aquellas para la determinación de contraprestaciones, precios y tarifas entre otros. Asimismo, establece que la regulación de contraprestaciones, precios y tarifas se sujetará a lo siguiente:
14. La regulación para cada actividad en particular será aplicable salvo que, a juicio de la Comisión Federal de Competencia Económica, existan condiciones de competencia efectiva en dicha actividad, en cuyo caso las contraprestaciones, precios o tarifas correspondientes se determinarán por las condiciones de mercado, y
15. La regulación, además de contemplar los impuestos que determinen las leyes aplicables, considerará que:
    1. Las contraprestaciones, precios y tarifas, de los bienes y servicios susceptibles de comercializarse internacionalmente se fijarán considerando el costo de oportunidad y las condiciones de competitividad prevalecientes en el mercado internacional de estos productos, libres de impuestos, contribuciones o gravámenes, y
    2. Para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, las contraprestaciones, precios y tarifas se fijarán de acuerdo a las metodologías de aplicación general para su cálculo que para tal efecto emita la Comisión, considerando la estimación de costos eficientes para producir el bien o prestar el servicio, así como la obtención de una rentabilidad razonable que refleje el costo de oportunidad del capital invertido, el costo estimado de financiamiento y los riesgos inherentes del proyecto, entre otros.
16. Que, el Reglamento en su artículo 77 establece que:
    1. La Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, la regulación de las contraprestaciones, precios o tarifas para las actividades permisionadas, con excepción de las actividades de comercialización y expendio al público de gas licuado de petróleo, gasolinas y diésel, cuyos precios se determinarán conforme a las condiciones de mercado;
    2. La regulación de las contraprestaciones, precios o tarifas para las actividades permisionadas, además de prever las fracciones I y II, del artículo 82 de la LH, tomarán en cuenta los principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, que reflejen las mejores prácticas en las decisiones de inversión y operación y que protejan los intereses de los usuarios, siendo que la Comisión no reconocerá las contraprestaciones, precios o tarifas que se aparten de estos principios. Además, las contraprestaciones, precios o tarifas que autorice la Comisión deberán constituir mecanismos que promuevan una demanda y uso racional de los bienes y servicios;
    3. En la determinación de contraprestaciones, precios o tarifas, la Comisión empleará las herramientas de evaluación que estime necesarias para lograr sus objetivos regulatorios, para lo cual podrá realizar ejercicios comparativos y aplicar los ajustes que estime oportunos;
    4. La determinación de contraprestaciones, precios o tarifas que apruebe la Comisión deberá permitir que los usuarios y los usuarios finales tengan acceso a los bienes y servicios en condiciones de confiabilidad, seguridad y calidad, y no deberá ser resultado de prácticas monopólicas. Asimismo, para aquellos bienes o servicios que no sean susceptibles de comercializarse en el mercado internacional, la determinación de contraprestaciones deberá permitir a los permisionarios cubrir sus costos eficientes y una rentabilidad razonable en términos del inciso b) de la fracción II del segundo párrafo del artículo 82 de la LH, y
    5. La Comisión podrá requerir, en los términos y formatos que al efecto determine, la información de costos, condiciones de operación y demás elementos estadísticos, técnicos y financieros que permitan valorar el riesgo de las actividades y el desempeño y la calidad de la prestación del servicio, para efectos de la estructura tarifaria y sus ajustes, en términos del párrafo sexto del artículo 77 del Reglamento.
17. Que, el Reglamento en su artículo 78 señala que las contraprestaciones, precios o tarifas que apruebe la Comisión son máximas, pudiendo los permisionarios pactar acuerdos convencionales o descuentos en términos de los criterios que al efecto determine la Comisión. En cualquier caso, la negociación de dichos acuerdos convencionales o el otorgamiento de descuentos deben sujetarse a principios de generalidad y no indebida discriminación. Para efectos de transparencia y evitar discriminación indebida, los permisionarios deben registrar ante la Comisión los contratos en los que se hayan pactado acuerdos convencionales o descuentos. Además, las contraprestaciones, precios o tarifas incluirán todos los conceptos y cargos aplicables en función de las modalidades de prestación del servicio que se determinen.
18. Que, el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (RICRE)en su artículo 18, fracción XI menciona que el Órgano de Gobierno de la Comisión ejerce, entre otras, las atribuciones relativas a la aprobación de las tarifas y precios que propongan los permisionarios para la realización de actividades reguladas, por lo que, de conformidad con la LH y el Reglamento, la aprobación de las tarifas máximas iniciales es atribución del Órgano de Gobierno de la Comisión.
19. Que, el acuerdo número A/015/2022, en su acuerdo Segundo, numeral 2) inciso h) establece la facultad de realizar ajustes a las tarifas máximas reguladas, toda vez que éstas son previamente aprobadas por el Órgano de Gobierno de la Comisión, y los ajustes no conllevan la aprobación de nuevas tarifas, sino que únicamente implican la actualización de las mismas, dicha facultad puede ser delegada al Jefe de la Unidad de Hidrocarburos de la Comisión, según su ámbito de competencia, al no requerirse la emisión de un nuevo acto por parte del Órgano de Gobierno.
20. Que, el Acuerdo Presidencial, al que refiere el considerando Quinto del presente acuerdo, en su artículo Quinto señala que, para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, se deben indicar expresamente en el acto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogarán o derogarán y que se refieran a la misma materia o sector económico regulado.
21. Que, de conformidad con los artículos transitorios Tercero de la LH y de la LORCME, en tanto se emite nueva regulación o se modifica la regulación correspondiente, la normatividad y regulación emitidas por la Comisión con anterioridad a la entrada en vigor de dichas leyes, en lo que no se opongan a las mismas, continuarán vigentes, en términos de las disposiciones de la LH y la LORCME y las demás disposiciones aplicables.
22. Que, el artículo transitorio Tercero del Reglamento establece que la Comisión, en su caso, podrá aplicar las disposiciones jurídicas en materia de otorgamiento y regulación de permisos, incluyendo las disposiciones administrativas de carácter general y demás disposiciones que se encuentren vigentes en lo que no se opongan a la LH y el Reglamento, en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general y demás ordenamientos correspondientes.
23. Que, en apego a lo dispuesto en los considerandos Decimonoveno y Vigésimo anteriores, la Directiva de Contabilidad y la Directiva de Tarifas, referidas en los resultandos Primero y Segundo del presente Acuerdo, son los instrumentos normativos aplicables en la determinación de tarifas en materia de gas natural, en tanto no contravengan lo dispuesto en la LH y el Reglamento.
24. Que, la Directiva de Tarifas referida en el considerando Segundo del presente Acuerdo, establece una metodología de regulación basada en un esquema de Costos Eficientes y Precio Máximo aplicable a quienes realicen actividades reguladas de transporte y distribución por medio de ducto y almacenamiento de gas natural. No obstante, es necesario sustituir dicho esquema para la distribución por medio de ducto de gas natural a un esquema de regulación de Control de Rentabilidad Máxima que conforme a la evolución del mercado de distribución por medio de ducto de gas natural proporcione incentivos al crecimiento del sector y disminuya las obligaciones de los Distribuidores que generan costos excesivos de regulación y barreras a la entrada.
25. Que, la Directiva de Contabilidad, referida en el considerando Primero del presente Acuerdo, tiene como principales objetivos establecer los criterios y lineamientos contables homogéneos para el cálculo de precios y tarifas en la industria de gas natural y la evaluación del desempeño de las empresas reguladas, por lo cual, es necesaria su actualización, en virtud de ajustar los criterios a la práctica de la industria y a la metodología de Control de Rentabilidad Máxima, acorde a la nueva realidad del sector de distribución por medio de ducto de gas natural.
26. Que, con el fin de actualizar el esquema regulatorio descrito en el considerando Vigésimo segundo y Vigésimo tercero anteriores, se establecen las Disposiciones Administrativas de Carácter General (Disposiciones) que forman parte del presenten Acuerdo, el cual, establece un nuevo esquema regulatorio para el cálculo de las contraprestaciones, precios y tarifas, así como los lineamientos contables aplicables a las actividades de distribución por medio de ducto de gas natural mediante “Control de Rentabilidad Máxima” que está alineado a las mejores prácticas internacionales y tiene por objetivo promover la inversión, al otorgar a los permisionarios incentivos y mayor flexibilidad para la planeación de sus inversiones. Dicho esquema protege los intereses de los usuarios, promueve la demanda y el uso racional de los bienes y servicios, así como reduce las barreras a la entrada y promueve la competencia en el sector, e incluye los siguientes Anexos:
27. **Anexo I.** Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máximo.
28. **Anexo II.** Lineamientos contables.
29. **Anexo III.** Metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 28 párrafo octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 5, 22, fracciones I, II, III y XXVII, 41, fracción I, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, fracción III, 5, párrafo segundo, 48, fracción II, 70, 81, fracciones I, inciso c) y VI 82, párrafo primero, 84, fracciones VI y XV, 95 y 131 de la Ley de Hidrocarburos; 2, y 57, fracción I de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 3, 5, fracción III, 10, 35, 36, 37, 38, 69, 70, 72, 73, 75, 76 y 77 del Reglamento de las actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos; y 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 13, 16, 18, fracciones, I, VIII, XI y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía estima adecuado emitir el siguiente:

**ACUERDO**

1. Se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de gas natural mediante el Anexo A junto con sus Anexo I, II y III, mismo que forma parte de éstas y se reproducen como si a la letra se insertasen, formando parte integrante del presente Acuerdo.
2. En lo aplicable a distribución por medio de ducto de gas natural, quedan 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, y 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. Al respecto, quedan sin efectos para los distribuidores de gas natural los siguientes trámites:
3. (CRE-19-004-A) Modificación de títulos de permisos en materia de gas natural, petróleo, condensados, líquidos del gas natural e hidratos de metano. Modalidad: Revisión quinquenal de tarifas de gas natural.
4. (CRE-19-028-A) Solicitud de ajuste intraquinquenal de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.
5. (CRE-19-030-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.
6. (CRE-19-031-A) Solicitud de ajustes de tarifas máximas por erogaciones extraordinarias para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural.
7. (CRE-19-032-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural, previo al inicio de operaciones.
8. (CRE-19-033-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para actividades de distribución por medio de ductos de gas natural, posterior a la fecha de la propuesta de tarifas máximas
9. (CRE-19-034-A) Solicitud de ajuste por índice de inflación de las tarifas máximas para las actividades de distribución por ductos de gas natural, por circunstancias extraordinarias.
10. (CRE-19-035-A) Envío de aviso de reducción de tarifas máximas para actividades de distribución por ductos de gas natural.
11. (CRE-19-012-H) Obligaciones de distribución de gas natural por medio de ductos. Modalidad: Informe anual.

En cuanto al trámite (CRE-19-001-A) Solicitud de aprobación de tarifas iniciales para actividades permisionadas de gas natural, los distribuidores de gas natural, a partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, sólo presentarán los requisitos establecidos en las disposiciones 4.1 y 4.2 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de gas natural, dejando de presentar lo siguiente:

1. Valor de la base de los activos de la empresa, de acuerdo con la Directiva de Contabilidad.
2. Monto y el programa de las inversiones estrictamente necesarias para la prestación del servicio de distribución.
3. Plan de financiamiento anualizado correspondiente al desarrollo del programa de inversiones.
4. Proporción de las afectaciones por la inflación en México, y por la inflación en los Estados Unidos de América y las variaciones en el tipo de cambio, dictaminadas por un agente externo; con la inclusión de las variables macroeconómicas, Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), *Consumer Price Índex (CPI)* y tipo de cambio pesos por dólar estadounidense.
5. Identificación de las subcuentas en las que se registren los costos fijos y los costos variables.
6. Reporte de la capacidad operativa que se pretenda reservar a través de contratos.
7. Periodicidad de la facturación.
8. Información histórica de los 5 (cinco) años anteriores relativa a los costos y gastos incurridos.
9. Información histórica de los 5 (cinco) años anteriores, desglosada por grupo tarifario, relativa a:
   1. Volumen conducido total.
   2. Volumen conducido en el periodo pico del sistema.
   3. Utilización de la capacidad.
   4. Número de usuarios.
10. Requerimiento de ingresos proyectado para el periodo de cinco años y de los 3 (tres) años subsecuentes, identificando la proporción de éste que corresponda a la prestación de los servicios a cada uno de los distintos grupos tarifarios, el cual debe comprender:
    1. Proyección de costos justificados y prudentes inherentes a la prestación de los servicios, tales como:
       1. Los costos de operación y mantenimiento.
       2. Los gastos generales de administración y ventas.
    2. Depreciación de la base de activos congruente con el programa de inversiones que propongan los permisionarios en su plan de negocios, acorde con la normatividad aplicable y los estándares de la industria.
    3. La mejor estimación posible de los impuestos con base en los resultados proyectados en términos de la legislación aplicable, que resulten congruentes con la situación financiera y fiscal de la empresa y considerando únicamente las actividades sujetas a regulación, sin incluir otros servicios no regulados o la consolidación de resultados financieros con otras empresas controladoras o controladas.
    4. La estimación de otras contribuciones a cargo del permisionario necesarias para la prestación de los servicios, tales como el pago de derechos y aprovechamientos.
    5. El costo promedio ponderado del capital razonable, tomando en cuenta:
       1. La rentabilidad esperada.
       2. El costo de la deuda con vencimientos a un año o más sobre la fecha de emisión.
       3. El costo del capital contable.
       4. En su caso, el costo de las acciones preferenciales.
       5. El costo de otros instrumentos financieros.
11. Longitud (Kilómetros) de tubería del sistema, indicando la tubería asociada a una expansión del sistema.
12. El modelo y la memoria de cálculo empleados en el requerimiento de ingresos y en la derivación de las tarifas máximas iniciales.

Por otro lado, de manera específica, los distribuidores de gas natural dejarán de observar las acciones regulatorias establecidas en los numerales 3.2, 3.7, 5.4, 5.6, 5.8, 7.4, 8.3, 9.2, 21.1, 25.4, 27.2, 28.4, 30.1, 36.1, 36.5 y 38.2 de la Directiva sobre la Determinación de tarifas y el traslado de precios para las Actividades Reguladas en Materia de Gas Natural DIR-GAS-001-2007, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de diciembre de 2007, y en los numerales 6.1 de 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.

1. Se delega en el Jefe de la Unidad de Hidrocarburos de la Comisión Reguladora de Energía, en el ámbito de su respectiva competencia, en concordancia con el considerando Decimoséptimo del presente Acuerdo, la facultad de ajustar las tarifas máximas reguladas derivado del mecanismo de ajuste de la supervisión anual considerado en el Apartado Quinto de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de Tarifas de Distribución por ducto de Gas Natural a que hace referencia el punto de acuerdo Primero del presente Acuerdo.
2. De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo I. Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máximo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural, referida en el considerando Vigésimo cuarto del presente Acuerdo, el Límite de Rentabilidad Máximo fue determinando a partir de la siguiente muestra de empresas del mercado de referencia:

Tabla 1. Muestra empleada para la determinación del Límite de Rentabilidad Máximo

|  |  |
| --- | --- |
| **Empresa** | **Clave** |
| DCP Midstream Partners LP | DCP |
| Enterprise Products Partners | EPD |
| Genesis Energy L.P. | GEL |
| Holly Energy Partners LP | HEP |
| Kinder Morgan Inc | KMI |
| Magellan Midstream Partners | MMP |
| MPLX LP | MPLX |
| NuStar Energy LP | NS |
| OGE Energy Corp | OGE |
| Plains All American Pipeline LP | PAA |
| Targa Resources Inc | TRGP |
| The Williams Cos Inc | WMB |
| TC Energy Corporation (antes Transcanada Corporation) | TRP |
| Western Gas Partners LP | WES |
| Energy Transfer LP | ET |
| Oneok, Inc. | OKE |
| EnLink Midstream, LLC | ENLC |
| Plains GP Holdings, L.P. | PAGP |

1. De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo I. Metodología para la determinación del Límite de Rentabilidad Máximo de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por ducto de gas natural, referida en el considerando Vigésimo cuarto del presente Acuerdo, el Límite de Rentabilidad Máximo corresponde a 10.7419% y se componen de los siguientes parámetros:

Tabla 2. Parámetros del Límite de Rentabilidad Máximo

|  |  |
| --- | --- |
| **Parámetros** | **Valor** |
| Promedio sectorial de Betas no apalancadas de empresas | 0.5812 |
| Rendimiento del Mercado accionario | 15.2169% |
| Tasa libre de riesgo | 2.5461% |
| Coeficiente de volatilidad de distribución sobre volatilidad de transporte | 1.0000 |
| Tasa de costo de capital nominal antes de Riesgo país | 9.9102% |
| Riesgo país de México | 3.2459% |
| Tasa de costo de capital nominal | 13.1561% |
| Inflación proyectada del mercado de referencia | 2.1800% |
| **Límite de Rentabilidad Máxima** | **10.7419%** |

1. De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo III. Metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de gas natural, referido en el considerando Vigésimo cuarto del presente Acuerdo, la determinación de los parámetros externos se regirá por lo siguiente:

Tabla 3. Determinación de los parámetros externos

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Estados** | **Riesgo A.**  **Densidad viviendas con toma de agua** | **Riesgo B.**  **% de Viviendas con GN** |
| Aguascalientes | **66.4358** | **7.4841%** |
| Baja California | **14.8052** | **5.1770%** |
| Baja California Sur | **2.7294** | **1.8415%** |
| Campeche | **3.0754** | **0.2059%** |
| Coahuila | **3.9161** | **0.3580%** |
| Colima | **187.2499** | **27.2994%** |
| Chiapas | **33.6504** | **23.6107%** |
| Chihuahua | **3.3585** | **17.1636%** |
| Ciudad De México | **141.6264** | **0.9252%** |
| Durango | **3.4664** | **1.9736%** |
| Guanajuato | **42.9491** | **4.5604%** |
| Guerrero | **5.6097** | **0.7650%** |
| Hidalgo | **29.1743** | **0.5013%** |
| Jalisco | **28.0448** | **2.4253%** |
| México | **157.2259** | **11.4879%** |
| Michoacán | **16.7980** | **0.5256%** |
| Morelos | **79.0431** | **0.4719%** |
| Nayarit | **9.9271** | **0.7265%** |
| Nuevo León | **24.9802** | **56.6845%** |
| Oaxaca | **4.6940** | **0.2755%** |
| Puebla | **29.5555** | **12.6310%** |
| Querétaro | **47.2196** | **21.9397%** |
| Quintana Roo | **10.2353** | **2.0874%** |
| San Luis Potosí | **8.7530** | **9.8567%** |
| Sinaloa | **12.6509** | **0.3931%** |
| Sonora | **4.1281** | **4.2637%** |
| Tabasco | **17.7218** | **0.1382%** |
| Tamaulipas | **11.4983** | **12.5476%** |
| Tlaxcala | **64.2567** | **2.0204%** |
| Veracruz | **18.7915** | **0.4771%** |
| Yucatán | **13.8067** | **0.3539%** |
| Zacatecas | **5.1114** | **2.0265%** |
| Obtenidos conforme a lo establecido en el Anexo III. Metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de gas natural | | |

Por lo tanto, se obtienen los siguientes intervalos:

Tabla 4. Intervalos de los parámetros externos para el Incentivo a la Expansión

|  |  |
| --- | --- |
| **Intervalos del Riesgo A** | **Porcentaje** |
| Densidad viviendas con toma de agua ≤ 5.4851 | 1.5000% |
| 5.4851 < Densidad viviendas con Toma de Agua ≤ 15.8016 | 1.1250% |
| 15.8016 < Densidad viviendas con Toma de Agua ≤ 35.9750 | 0.7500% |
| 35.9750 < Densidad viviendas con Toma de Agua | 0.3750% |

|  |  |
| --- | --- |
| **Intervalos del Riesgo B** | **Porcentaje** |
| % Consumo GN ≤ 0.4952% | 1.5000% |
| 0.4952% < % Consumo GN ≤ 2.0235% | 1.1250% |
| 2.0235% < % Consumo GN ≤ 10.2645% | 0.7500% |
| 10.2645% < % Consumo GN | 0.3750% |

1. De acuerdo con la metodología establecida en el Anexo III. Metodología para la determinación del Incentivo a la Expansión de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que especifican la metodología de tarifas de distribución por medio de ducto de gas natural, referido en el considerando Vigésimo cuarto del presente Acuerdo, los intervalos, así como sus correspondientes ponderaciones para la determinación de los parámetros internos, son los siguientes:

Tabla 5. Intervalos de los parámetros internos para el Incentivo a la Expansión

|  |  |
| --- | --- |
| **Intervalos del Criterio A** | **Ponderación** |
| 15.4413% ≤ % Incremento UFBC | 0.6000 |
| 11.5469% ≤ % Incremento UFBC < 15.4413% | 0.4500 |
| 7.6526% ≤ % Incremento UFBC < 11.5469% | 0.3000 |
| 3.7582% ≤ % Incremento UFBC < 7.6526% | 0.1500 |
| % Incremento UFBC < 3.7582% | 0.0000 |

|  |  |
| --- | --- |
| **Intervalos del Criterio B** | **Ponderación** |
| 19.3103% ≤ % Expansión en la red | 0.4000 |
| 14.7860% ≤ % Expansión en la red < 19.3103% | 0.3000 |
| 10.2626% ≤ % Expansión en la red < 14.7860% | 0.2000 |
| 5.7373% < % Expansión en la red < 10.2616% | 0.1000 |
| % Expansión en la red < 5.7373% | 0.0000 |

1. Publíquese el presente Acuerdo y sus anexos en el Diario Oficial de la Federación.
2. El presente Acuerdo y sus anexos entrará en vigor al día hábil siguiente a su publicación en el Diario Oficial de la Federación.
3. Se derogan todas aquellas disposiciones que se opongan a lo establecido en el presente Acuerdo.
4. Hágase del conocimiento que el presente acto administrativo sólo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de la Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Alcaldía Benito Juárez, código postal 03930, Ciudad de México.
5. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/XXX/202X** en el registro al que se refiere el artículo 22, fracción XXVI y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a XX de XXXXX de 202X

Leopoldo Vicente Melchi García

Presidente

Norma Leticia Campos Aragón Hermilo Ceja Lucas

Comisionada Comisionado

Guadalupe Escalante Benítez Luis Linares Zapata

Comisionada Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal

Comisionado