MEMORIA DOCUMENTAL

Tarifas Finales del Suministro Básico

Ciudad de México a 31 de octubre de 2018

MEMORIA DOCUMENTAL

ÍNDICE

1. **Presentación**
   - 1.1 Resumen ejecutivo
   - 1.2 Nombre de la Memoria Documental
   - 1.3 Objetivo específico
   - 1.4 Periodo de vigencia que se documenta
   - 1.5 Ubicación geográfica
   - 1.6 Principales características técnicas
   - 1.7 Unidades Administrativas participantes
   - 1.8 Nombre del titular responsable de la Memoria Documental

2. **Fundamento Legal y Objetivo de la Memoria Documental**
   - 2.1 Fundamento legal
   - 2.2 Objetivo de la Memoria Documental

3. **Antecedentes**
   - 3.1 Aspectos generales e importancia de las Tarifas Finales del Suministro Básico
   - 3.2 Evolución de las tarifas eléctricas
   - 3.3 Caracterización del Sector Eléctrico

4. **Marco normativo aplicable**
   - 4.1 Vinculación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018
   - 4.2 Instrumentos jurídicos aplicables

5. **Acciones realizadas**
   - 5.1 Estructura de las Tarifas Finales del Suministro Básico
   - 5.2 Componentes de las Tarifas Finales del Suministro Básico
   - 5.3 Metodología de las Tarifas Finales del Suministro Básico
   - 5.4 Talleres

6. **Problemática o situaciones críticas que pudieron haber afectado su cumplimiento**

7. **Resultados alcanzados e impactos identificados**

8. **Objetivos vs resultados en cumplimiento de metas**

9. **Efectos producidos**
   - 9.1 Impacto Normativo
   - 9.2 Impacto Económico
   - 9.3 Impacto Social

10. Aplicación de recursos humanos, financieros y presupuestarios
- 10.1 Programa de trabajo
- 10.2 Presupuesto y calendario de gasto autorizado
- 10.3 Vinculación con las Unidades Administrativas

11. Relación de anexos

Lista de Acrónimos

APF	Administración Pública Federal
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEL	Certificados de Energías Limpias
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE SSB	CFE Suministrador de Servicios Básicos
CLSB	Contratos Legados para el Suministro Básico
CPEUM	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE/Comisión	Comisión Reguladora de Energía
DACG	Disposiciones Administrativas de Carácter General
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DOF	Diario Oficial de la Federación
FAC	Factores de ajuste por combustibles
FAI	Factor de ajuste por inflación
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
Lineamientos	Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal
LOAPF	Ley Orgánica de la Administración Pública Federal
LORCME	Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MW	Megawatt
PGR	Procuraduría General de la República
PML	Precios Marginales Locales
RICRE	Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía
RNT	Red Nacional de Transmisión
RGD	Redes Generales de Distribución
RLIE	Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SFP	Secretaría de la Función Pública
SHCP	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SIN	Sistema Interconectado Nacional
Términos de los CLSB	Términos, Plazos, Criterios, Bases y Metodologías de los Contratos legados para el Suministro Básico y Mecanismos para su Evaluación
TFSB	Tarifas Finales del Suministro Básico

1. Presentación

1.1 Resumen Ejecutivo

El nuevo modelo eléctrico nacional, establecido en las modificaciones constitucionales de 2013, impulsó la transformación del sector eléctrico en México, haciendo de la generación y suministro actividades abiertas a la competencia, permitiendo la participación de la inversión privada en la transmisión y distribución de energía eléctrica, así como la celebración de contratos entre particulares y el Estado, a través de la Secretaría de Energía, los Transportistas o Distribuidores, para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica.

La prestación de los servicios públicos de transmisión y distribución, así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, cuenta con tarifas reguladas aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE/Comisión), es decir, las contraprestaciones por el uso de los servicios es una determinación que hace la Comisión mediante Disposiciones Administrativas de Carácter General con el objetivo de promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

A finales de 2017, se llevó a cabo un hecho sin precedentes desde la implementación del nuevo modelo eléctrico, cuando la CRE emitió las Tarifas Finales del Suministro Básico tomando en consideración el costo de cada segmento de la cadena de valor de la industria eléctrica lo cual se traslada en una metodología basada en costos y criterios de aplicación para los usuarios finales.

Con miras al cierre de la gestión del Ejecutivo Federal 2012-2018 y con el propósito de que la Comisión deje constancia documental de aquellos programas, proyectos y políticas públicas concluidos que, por sus características se consideran relevantes, se ha elaborado el presente documento de conformidad con el marco normativo emitido por la Secretaría de la Función Pública para dicho propósito.

La presente Memoria Documental, contiene la información detallada sobre el proceso de determinación de la metodología empleada, cálculo y ajuste de las tarifas finales destacando las principales acciones desarrolladas por la Comisión, así como los resultados obtenidos.

Consta de 12 apartados, estructurados de la siguiente manera: i) Índice; ii) Presentación; iii) Fundamento legal y objetivo de la Memoria Documental; iv) Antecedentes; v) Marco normativo aplicable; vi) Acciones realizadas; vii) Problemática o situaciones críticas que pudieron haber afectado su cumplimiento;

viii) Resultados alcanzados e impactos identificados; ix) Objetivos vs resultados en cumplimiento de metas; x) Efectos producidos; xi) Aplicación de recursos humanos, financieros y presupuestarios y, xii) Relación de anexos.

En primer lugar, la Presentación señala de manera general, el objetivo específico de la emisión de las tarifas finales, enlista sus principales características técnicas y se hace mención de los actores involucrados en el proceso, el periodo de vigencia que se documenta y la ubicación geográfica.

Dentro del apartado denominado Fundamento legal y objetivo de la Memoria Documental, se describe el marco normativo aplicable al proceso de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal y para la elaboración de Memorias Documentales; así como los preceptos jurídicos aplicables contenidos en la Ley de la Industria Eléctrica que fundamentaron la emisión de las tarifas finales.

De manera complementaria, en los Antecedentes se describe el régimen tarifario en México antes de las modificaciones constitucionales de 2013, así como el marco jurídico aplicable. Asimismo, señala la evolución del sector eléctrico en México después de las modificaciones constitucionales de 2013, y la importancia de establecer la base regulatoria acorde a las características actuales de la industria eléctrica.

En lo que se refiere al apartado Marco normativo aplicable, se vincula el proceso de emisión de las tarifas finales con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 donde se establece como objetivo el abasto de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva para asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.

Por otro lado, las Acciones realizadas, dan seguimiento al cumplimiento del marco jurídico plasmado en el apartado anterior a través de las acciones puntuales que realizaron cada uno de los actores involucrados de manera previa y posterior al inicio de vigencia de las tarifas finales.

Adicionalmente, dentro de la Problemática o situaciones críticas que pudieron haber afectado su cumplimiento, se señalan aquellas cuestiones inherentes a la aplicación de las tarifas finales a los usuarios, y las acciones que se llevaron a cabo, entre las que destacan, los ajustes realizados como consecuencia de la adaptación del mercado al nuevo esquema tarifario.

Complementariamente, los Resultados alcanzados e impactos identificados dan cuenta de cada uno de los componentes tarifarios y se detallan especificidades del funcionamiento del mercado eléctrico, los beneficios para los usuarios finales y como las tarifas eléctricas son un factor preponderante a favor de la competencia en el sector.

En los Objetivos vs resultados en cumplimiento de metas y Efectos Producidos, se describen cada una de las metas establecidas en la emisión de las tarifas eléctricas y sus resultados inmediatos, estos objetivos y resultados se vinculan de manera directa con los efectos producidos al dar cuenta de los impactos a nivel normativo, económico y social.

Por lo que respecta al apartado Aplicación de recursos humanos, financieros y presupuestarios, se detalla el trabajo interno realizado por la Comisión respecto a las actividades y recursos empleados para dicho fin.

Finalmente, el último apartado contiene toda la relación de anexos que dan soporte documental a la Memoria documental y que detallan formalmente cada uno de los esfuerzos realizados para consolidar el esquema tarifario que promueva el desarrollo eficiente de la industria eléctrica para el beneficio de los que la integran, con la finalidad de impactar directamente en el bienestar y calidad de vida de la población.

1.2 Nombre de la Memoria Documental

Tarifas Finales del Suministro Básico.

1.3 Objetivo específico

Derivado de la Reforma Energética, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) estableció que la industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La LIE especifica que tanto la planeación y el control del SEN, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, son áreas estratégicas, por lo que el Estado mantendrá su titularidad, y el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional.

Por lo anterior, uno de los mecanismos planteados en la LIE fue la determinación y aplicación de metodologías de tarifas reguladas que permitan recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento, entre otros, a fin de promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD) y proteger los intereses de los participantes del mercado.

La LIE estableció dentro del Título Primero, artículo 3, fracción LIII, que las tarifas reguladas son aquellas contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios

Básicos, la operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y Servicios Conexos no incluidos en el MEM.

Es así que las Tarifas Finales del Suministro Básico (TFSB) tienen como objetivo específico determinar los cargos que aplica la Comisión Federal de Electricidad (CFE), mediante su empresa productiva subsidiaria Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB), a sus clientes por el servicio eléctrico, con la finalidad de que esta obtenga el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable no garantizada, que reflejen prácticas prudentes.

1.4 Periodo de vigencia que se documenta

La construcción metodológica y las bases necesarias para el cálculo de las TFSB, se inició con posterioridad a la expedición de las Leyes Secundarias y Reglamentos emitidos después de la reforma constitucional en materia energética de 2013, a fin de cumplir con la normativa aplicable dentro de las nuevas atribuciones de la CRE.

Sin embargo, dicho proceso implica acciones continuadas a través del tiempo, por lo que el presente documento pretende dejar constancia de los efectos posteriores a la emisión de las TFSB hasta el primero de octubre del 2018. En lo que respecta a su metodología, cálculo y aplicación éstas tienen un periodo de vigencia del 1 de diciembre de 2017 al 31 de diciembre de 2018.

1.5 Ubicación geográfica

Las TFSB se aplican en todo el territorio nacional a los usuarios del Suministro Básico, como lo mandata la LIE.

1.6 Principales características técnicas

En la determinación y cálculo de las TFSB, se tomaron en cuenta las siguientes características técnicas:

1. Las TFSB se componen de los costos que resultan de las tarifas reguladas de transmisión, distribución, operación de los SSB, operación del CENACE, y los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como los costos de la energía eléctrica y los productos asociados, necesarios para atender a los usuarios del Suministro Básico;
2. Las tarifas reguladas son los componentes de las TFSB previamente aprobados por la CRE, cuya determinación y actualización es anual;
3. El componente de las TFSB asociado a la generación toma en cuenta los costos de la energía eléctrica y productos asociados incluidos en los Contratos Legados para el Suministro Básico (CLSB), así como los costos de la energía eléctrica y productos asociados adquiridos por el SSB en el MEM, de forma mensual;

4. Los parámetros técnicos necesarios para el cálculo del cargo por generación de las TFSB: perfiles de carga, periodos horarios, factores de carga y factores de pérdidas;
5. Las variables necesarias para el cálculo del cargo por generación de las TFSB: energía eléctrica consumida, usuarios atendidos, costos de generación y Precios Marginales Locales (PML);
6. Doce categorías tarifarias para la clasificación de los usuarios del Suministro Básico, con base en las características de consumo, nivel de tensión y tipo de medición y,
7. Diecisiete divisiones tarifarias para la aplicación regional de las TFSB.

1.7 Unidades Administrativas participantes

Durante el proceso de determinación de las TFSB, se estableció una estrecha relación entre la Unidad de Electricidad y las distintas Unidades Administrativas de la Comisión, dentro de las que sobresalen las siguientes:

1. Unidad de Electricidad

La Unidad de Electricidad a través de la Dirección General de Análisis Económico del Sector Eléctrico elaboró el proyecto de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB, desarrolló las bases de cálculo, así como el proceso para la determinación, revisión y ajuste de las mismas; de conformidad con el artículo 36, fracciones IV, V y XXI del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (RICRE). Finalmente, propuso al Órgano de Gobierno de la Comisión, dicha metodología para su aprobación.

2. Unidad de Asuntos Jurídicos

La Unidad de Asuntos Jurídicos realizó la revisión y validación del marco jurídico aplicable al momento de la elaboración de las TFSB, de conformidad con el artículo 32, fracción II, del RICRE.

3. Órgano de Gobierno

El Órgano de Gobierno aprobó la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB, de conformidad con el artículo 18, fracción VIII del RICRE.

4. Secretaría Ejecutiva

La Secretaría Ejecutiva, lleva a cabo la notificación mensual de la determinación del cálculo de las TFSB al SSB, de conformidad con el artículo 27, fracción XIII del RICRE.

Asimismo, fue importante la coordinación con otras dependencias como las que se mencionan a continuación:

- **Secretaría de Energía (SENER)**

El 25 de agosto de 2017, la SENER emitió en el Diario Oficial de la Federación (DOF), los Términos, Plazos, Criterios, Bases y Metodologías de los Contratos Legados para al Suministro Básico y Mecanismos para su Evaluación (Términos de los CLSB).

- **Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)**

El 30 de noviembre de 2017, la SHCP publicó en el DOF los Acuerdos mediante los cuales estableció los mecanismos de fijación de las TFSB distintos al establecido por la CRE, mismos que se enlistan a continuación:

- *Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico*[1]*.*
- *Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos*[2]*.*
- *Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo 9-CU y 9-N*[3]*.*
- *Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales del suministro básico de estímulo acuícola*[4]*.*

- **CFE Suministrador de Servicios Básicos**

CFE SSB, en su carácter de empresa productiva subsidiaria, como integrante de la industria eléctrica y participante del MEM, proporcionó la información relativa al desarrollo de sus actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales, en términos de su objeto, para la construcción de la metodología y cálculo de las TFSB.

[1] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506178&fecha=30/11/2017

[2] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506179&fecha=30/11/2017

[3] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506180&fecha=30/11/2017

[4] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506181&fecha=30/11/2017

1.8 Nombre del titular responsable de la Memoria Documental

La recopilación de información y desarrollo de la presente Memoria Documental, estuvo a cargo de José Israel Muciño Jara, adscrito a la Unidad de Electricidad de la Comisión.

Oliver Ulises Flores Parra Bravo
Jefe de la Unidad de Electricidad

2. Fundamento Legal y Objetivo de la Memoria Documental

2.1 Fundamento legal

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública
- Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública
- Bases generales para la rendición de cuentas de la Administración Pública Federal y para realizar la entrega-recepción de los asuntos a cargo de los servidores públicos y de los recursos que tengan asignados al momento de separarse de su empleo, cargo o comisión
- Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal
- Oficio Circular que establece el inicio al proceso de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal 2012-2018
- Manual Ejecutivo para la Entrega-Recepción y Rendición de Cuentas 2012-2018

En 2013, con la publicación del Programa para un Gobierno Cercano y Moderno, el gobierno de la República incorporó como objetivo “Impulsar un gobierno abierto que fomente la rendición de cuentas en la Administración Pública Federal”. De esta manera, se fortaleció la rendición de cuentas, con acciones como la apertura de datos, la participación ciudadana y la eventual generación de espacios para la colaboración entre el gobierno, sociedad civil y el sector privado.

Hacia 2017, con miras a la conclusión de la Administración Pública Federal (APF) 2012-2018 y con el propósito de que las dependencias, órganos administrativos desconcentrados y las entidades de la APF, así como la Procuraduría General de la República (PGR) y las empresas productivas del Estado dejen constancia documental de aquellos programas, proyectos y políticas públicas concluidos que, por sus características, se consideran relevantes; el titular del Ejecutivo Federal y la Secretaria de la Función Pública (SFP) establecieron las bases para la elaboración de Memorias Documentales.

De esta manera, el 6 de julio de 2017 se publicó en el DOF el *Acuerdo por el que se establecen las bases generales para la rendición de cuentas de la Administración Pública Federal y para realizar la entrega-recepción de los asuntos a cargo de los servidores públicos y de los recursos que tengan asignados al momento de separarse de su empleo, cargo o comisión*, mismas que señalan que el proceso de rendición de cuentas de la administración gubernamental saliente se realizará de manera transparente, oportuna y homogénea para todas las dependencias de la APF.

En relación a lo anterior, y de conformidad con el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), la CRE se constituye como

uno de los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética del Poder Ejecutivo, y como una dependencia de la Administración Pública Centralizada, con personalidad jurídica propia y autonomía técnica y de gestión conforme a lo establecido en el artículo 2 fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF), artículo 2 fracción II y artículo 3 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) por lo cual deberá atender las disposiciones emitidas en materia de rendición de cuentas para la conclusión de la APF 2012-2018.

En esta línea, el 24 de julio de 2017, la SFP publicó en el DOF el *Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal* (Lineamientos), que tienen por objeto regular los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas, así como de la información de aquellos asuntos, programas, proyectos, acciones, compromisos y recursos a cargo, que deberán observar las dependencias y entidades de la APF, la PGR y las empresas productivas del Estado, al término de la gestión del gobierno federal.

Adicionalmente, el 23 de octubre de 2017, se publicó el *Oficio Circular que establece el inicio al proceso de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal 2012-2018* en el cual se establece, que se integrará la relación de los posibles programas, proyectos, políticas públicas u otras acciones gubernamentales que deberán ser elaboradas como Memorias Documentales, para que de manera oportuna procedan a su elaboración en apego a los Lineamientos y, que se incorporen al Sistema de entrega-recepción y rendición de cuentas, la relación de las mismas.

Cabe destacar que los Lineamientos definen la Memoria Documental en su artículo 3 fracción XIV, como la recopilación documental y descripción de las principales acciones legales, presupuestarias, administrativas, operativas, de seguimiento y de resultados obtenidos, de un programa, proyecto o política pública de la APF concluido, sobre las cuales se tiene interés en dejar constancia.

Asimismo, los Lineamientos establecen en su artículo 39 que, a consideración de las dependencias y entidades de la APF, se elaborarán Memorias Documentales de aquellos programas, proyectos y políticas públicas concluidos que, por sus características y relevancia económica, política y/o social, se considere necesario dejar constancia documental, mismas que deberán ser autorizadas por el titular de la dependencia.

Las Memorias Documentales que sean elaboradas deberán describir las acciones conceptuales, legales, presupuestarias, administrativas, operativas y de seguimiento que se hayan realizado; así como los resultados obtenidos por el programa o proyecto gubernamental que se trate, identificando la referencia del

soporte documental que respalde dichas acciones y resultados; todo ello ordenado cronológicamente, de acuerdo a lo establecido en el artículo 40 de los Lineamientos.

Su contenido dependerá de la naturaleza y características del programa, proyecto o política pública que se desarrolle, sin embargo, deberá realizarse en apego a lo establecido en el apartado VII, fracción 1, inciso e) del Manual Ejecutivo para la Entrega-Recepción y Rendición de Cuentas 2012-2018, publicado en el sitio de la SFP el 30 de noviembre de 2017.

Cabe señalar que éstas serán de carácter público, con excepción de aquellos apartados que contengan información que haya sido clasificada como reservada o confidencial, en términos de las disposiciones jurídicas en materia de transparencia y acceso a la información pública de conformidad al artículo 31 de los Lineamientos.

Finalmente, es importante mencionar que los servidores públicos encargados de la elaboración y validación de los documentos que integren y den soporte a las Memorias Documentales, serán los responsables de la veracidad, integridad, legalidad y confiabilidad de los mismos, así como de asegurar que sean plenamente identificables, insustituibles e inviolables, lo anterior, de conformidad con el artículo 23 de los Lineamientos.

2.2 Objetivo de la Memoria Documental

La CRE, a través de la Unidad de Electricidad, elaboró la presente Memoria Documental "*Tarifas Finales del Suministro Básico*", con el objetivo de dejar constancia de la determinación de la metodología, cálculo y ajuste de las TFSB, mediante la publicación de los Acuerdos A/058/2017 (23 de noviembre de 2017), A/061/02017 (29 de noviembre de 2017), A/002/2018 (1 de febrero de 2018), A/017/2018 (30 de abril de 2018) y A/032/2018 (13 de septiembre de 2018); brindando certeza jurídica y en cumplimiento con los principios tarifarios generales con base en las mejores prácticas para una adecuada aplicación metodológica en el establecimiento de tarifas eléctricas.

De conformidad con el artículo 12, fracción IV de la LIE, la CRE está facultada para expedir y aplicar la regulación tarifaria asociada al servicio del Suministro Básico, actividad prioritaria para el desarrollo nacional, como señala el artículo 2 de la LIE, ya que el suministro de energía eléctrica, a través de un servicio eficiente y con costos accesibles, promueve la competitividad de las empresas e industria e incide en el bienestar y calidad de vida de la población.

3. Antecedentes

3.1 Aspectos generales e importancia de las Tarifas Finales del Suministro Básico

Previo a la implementación del modelo energético vigente, correspondía a la SHCP, con la participación de la SENER, la Secretaría de Economía y a propuesta de la CFE, fijar, ajustar o reestructurar las tarifas eléctricas. El esquema previo de determinación de tarifas consistía en un procedimiento de ajuste automático de manera que los cargos reflejaran las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.

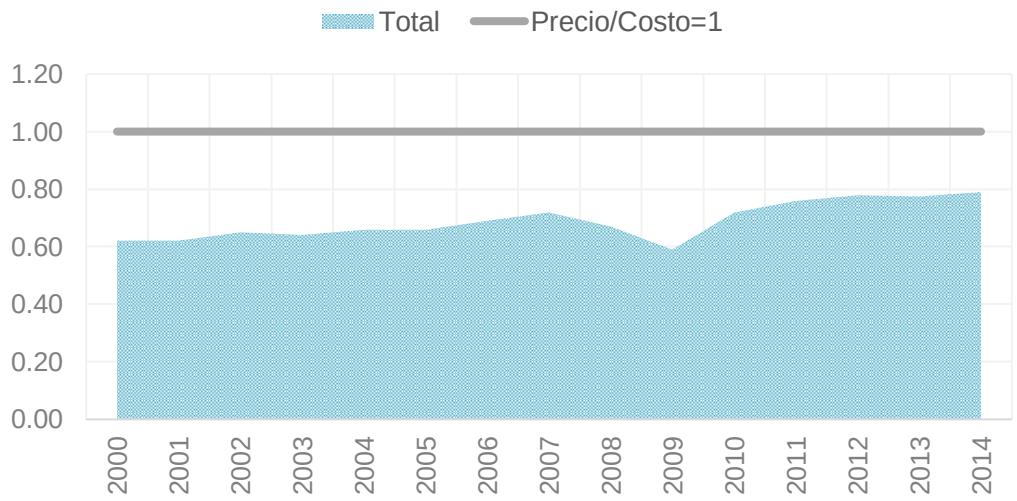
Las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica se actualizaban mensualmente al aplicar un factor ajuste que consistía en un promedio ponderado de los factores de ajuste por combustibles (FAC) y un factor de ajuste por inflación (FAI). El FAC se determinaba con base en los precios de los combustibles de gas natural, combustóleo, diésel industrial y carbón nacional e importado mientras el FAI se determinaba con base en el Índice Nacional de Precios Productor de seis divisiones representativas de la industria manufacturera y de la gran división de la construcción.

Si bien el esquema tarifario anterior recogía los efectos de las variaciones de los precios de los principales insumos para la generación de energía eléctrica, como es el caso de los combustibles, cuya participación en la composición de los costos de producción es significativa[1], este tenía los siguientes resultados:

- Solo permitía la recuperación de alrededor del 70% de los costos de generación en promedio al año, en menoscabo del Ingreso Requerido por el SSB (ver Gráfico 1);
- No reflejaba el efecto estacional de la demanda de electricidad por parte de los usuarios finales (ver Gráfico 2);
- No reflejaba las variaciones mensuales de la matriz de generación, resultado de la disponibilidad de combustibles y,
- No se enviaban señales de mercado para los usuarios finales, por tanto, carecían de incentivos para la toma de decisiones sobre el consumo eficiente de energía eléctrica.

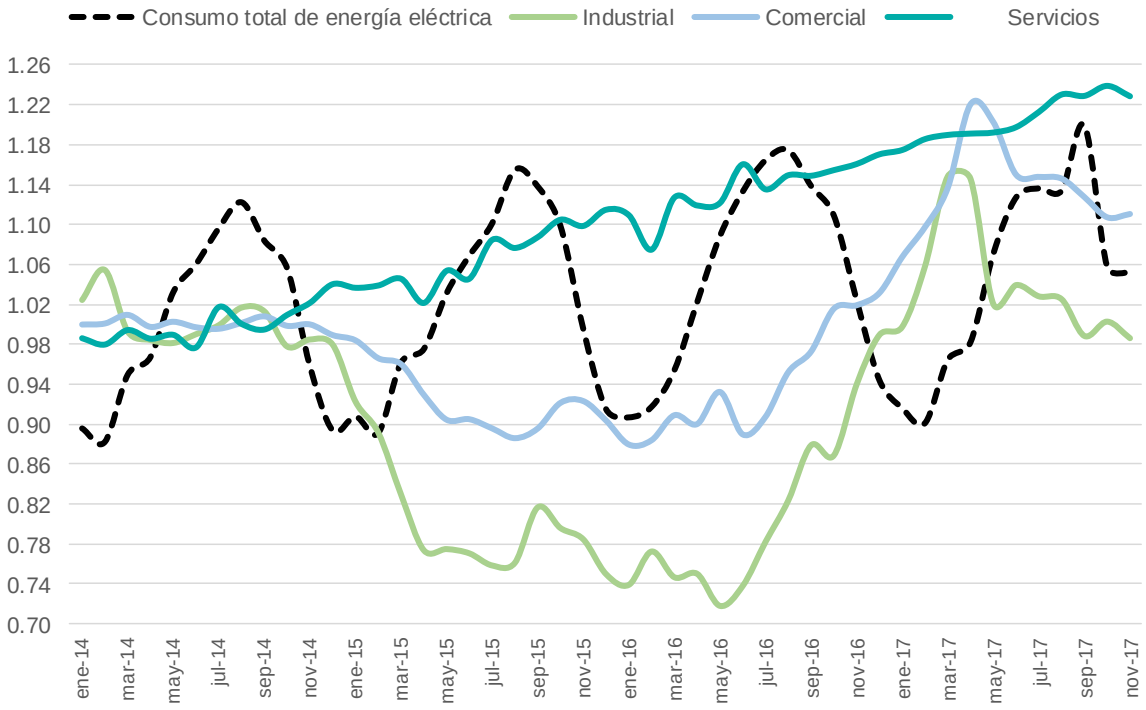
[1] El costo de la electricidad depende en 80% en promedio del precio del combustible que se utilice para generarla. Fuente: Reforma Energética (http://reformas.gob.mx/wp-content/uploads/2014/04/Explicacion_ampliada_de_la_Reforma_Energetica1.pdf).

Gráfico 1. Relación Precio/Costo de energía eléctrica 2000-2014[2]



Fuente: elaboración propia CRE.

Gráfico 2. Estacionalidad del consumo de energía eléctrica y comportamiento de las tarifas medias por sector tarifario, 2014-2017. (índice 2014 = 100)



Fuente: elaboración propia CRE con información del SIE.

[2] Fuente: Quinto Informe de Gobierno 2016-2017 (http://www.presidencia.gob.mx/quintoinforme/).

Es importante mencionar que las tarifas eléctricas no estaban diseñadas con el objetivo de crear incentivos para la inversión al no existir un mercado para ninguna actividad de la industria eléctrica, ya que la CFE por mandato constitucional, era la única empresa propiedad del Estado, con las facultades de generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer la energía eléctrica para el servicio público.

La CFE se concebía como un monopolio integrado verticalmente, que concentraba todas las actividades que componen la cadena de valor de la industria eléctrica, desarrollando economías de escala especialmente en los segmentos de generación y transmisión, servicios que requieren de mayor inversión y maduración de largo plazo.

De acuerdo con la literatura de la organización industrial, dicha estructura de mercado reflejaría costos medios decrecientes para todo nivel de producción al existir economías de escala; sin embargo, este paradigma cambió con el tiempo, dado que se asumieron nuevas prácticas para aprovechar las eficiencias de la apertura a la inversión privada y la competencia, alineadas a las experiencias de otros países a partir de la década de los ochentas. Aunque tienen diferentes grados de competencia, los países que han liberalizado el sector eléctrico son: Australia, Nueva Zelanda, España, Chile, Inglaterra, Perú, Estados Unidos y Japón.

En el marco de la reforma constitucional en materia energética de 2013, que tiene como finalidad atraer inversiones y modernizar el sector eléctrico para transitar hacia un modelo energético dinámico basado en principios de competencia, apertura, transparencia, sustentabilidad y responsabilidad fiscal de largo plazo, se inició el proceso de separación de las actividades de la industria eléctrica y se creó el MEM que fomenta la competencia y permite a los participantes llevar a cabo transacciones de compraventa de energía eléctrica y otros productos.

La entrada de nuevos participantes en la industria eléctrica propiciará mejoras en los precios y los servicios que ofrecen a sus clientes. Por una parte, en el segmento de generación, se apuesta por la diversificación de la matriz energética, es decir, tanto CFE (en su carácter de generador) como particulares, pueden participar en el sector eléctrico con más opciones tecnológicas eficientes, limpias y con costos competitivos para el mercado eléctrico. Por otro lado, los SSB tienen la opción de celebrar contratos de cobertura eléctrica para satisfacer la demanda y consumo de los usuarios finales, mediante mecanismos como las subastas o bajo la figura de los CLSB.

El Suministro Básico es un servicio que se provee a cualquier persona que lo solicite y se remunera con base en el reconocimiento de los costos en los que se incurre en cada una de las actividades de la cadena de valor de la industria eléctrica. Por ello la importancia de establecer los incentivos económicos correctos (precios) para la toma de decisiones de los usuarios finales.

Derivado de lo anterior, la CRE en virtud de sus atribuciones, determinó la nueva regulación tarifaria bajo principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos. De acuerdo con la experiencia internacional, el diseño de las TFSB retoma los criterios de eficiencia económica, se busca que sean suficientes en la recuperación de los costos, y aditivas al incluir los costos de cada segmento en la cadena de valor de la producción de electricidad.

3.2 Evolución de las tarifas eléctricas

En el esquema anterior, las tarifas se agrupaban en cinco categorías: residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial. A su vez, se clasificaban de acuerdo al uso y nivel de tensión, como lo muestra la siguiente tabla:

Tabla 1. Tarifas Eléctricas por uso y nivel de tensión

Uso específico	Doméstico Bombeo agrícola Alumbrado público Bombeo aguas Temporal	Baja tensión hasta 220v	Subsidios en las tarifas domésticas y de bombeo agrícola.
Uso general	Baja tensión Media tensión Alta tensión	Alta y media hasta 35, 000v y alta tensión: de 69, 000 v y/o más	Las tarifas de media y alta tensión se basan en costos marginales, con diferencias regionales, horarias y estacionales. Las demás tarifas tienen estructuras más sencillas, con cargos por energía, por demanda o fijas sin diferencias de horario.
Reparto de autoproductores	Media tensión Alta tensión		

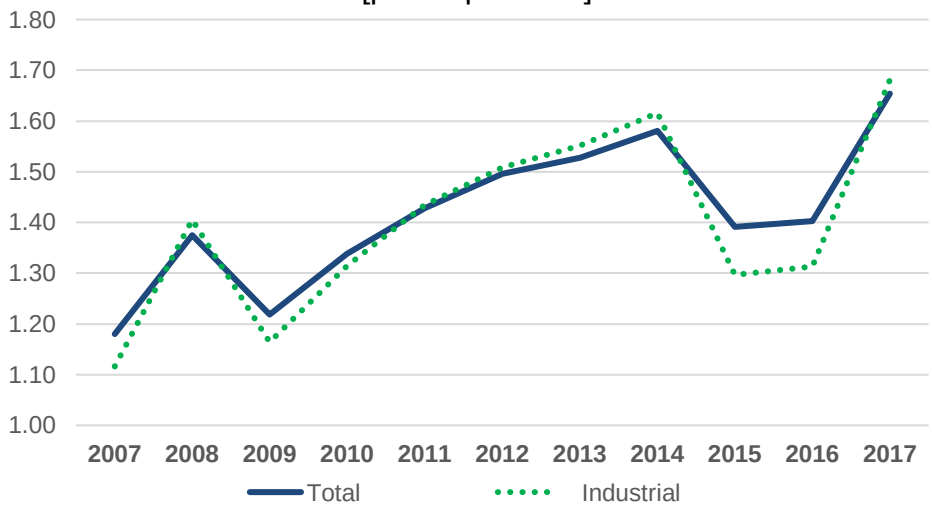
Fuente: Reporte anual 2014, CFE.

La evolución de la tarifa media global en el periodo 2007-2017, se explica por una trayectoria de crecimiento a una tasa promedio anual de 3.4%, con excepción en 2009 y 2015, años en los que se observaron decrementos en su valor de -11.3% y -12.0%, respectivamente, explicados principalmente por una caída en los precios referentes de los combustibles.

De acuerdo con los reportes anuales de CFE, más del 70% de sus ingresos están vinculados a las tarifas con ajuste por variaciones en los precios de los combustibles y la inflación nacional (industriales, comerciales y residenciales de alto consumo); el resto de las tarifas (domésticas, agrícolas y de servicios) se ajustaban con factores fijos.

En este sentido, se observa que la tarifa media del sector industrial mantiene el mismo nivel de la tarifa media global en el periodo 2007-2017, con diferencias en un rango de menos nueve hasta cuatro centavos, lo que resulta en una tasa media de crecimiento de 4.2% anual.

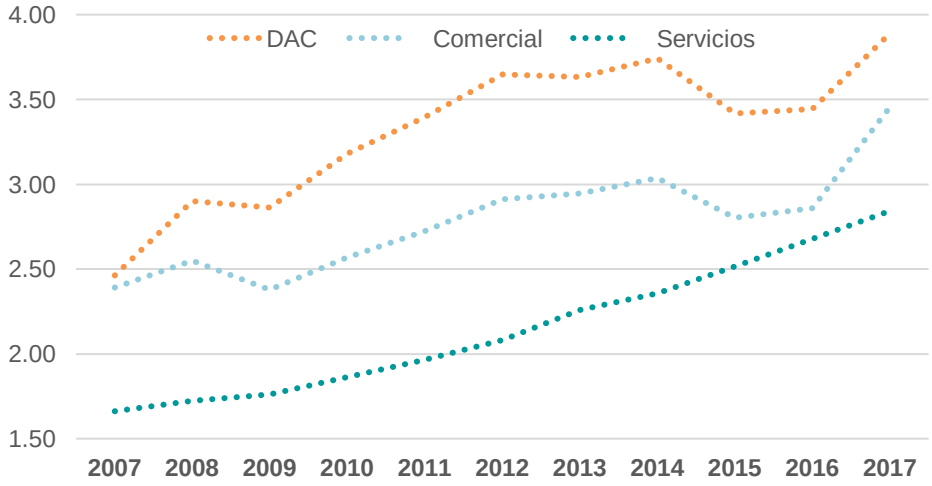
Gráfico 3. Tarifa media de energía eléctrica: global e industrial. 2007-2017
[pesos por kWh]



Fuente: elaboración propia con información del SIE.

En los sectores residencial de alto consumo y comercial se observó un crecimiento medio anual de 4.7% y 3.8%, respectivamente. Las tarifas medias de estos sectores se caracterizan por un nivel aproximado a dos veces el valor de la tarifa media global. Por otro lado, el sector servicios observó el mayor crecimiento en tarifa media, con una tasa promedio anual de 5.5%, cuyo nivel se mantuvo 50% por encima de la tarifa media global.

Gráfico 4. Tarifa media de energía eléctrica por sectores. 2007-2017
[pesos por kWh]

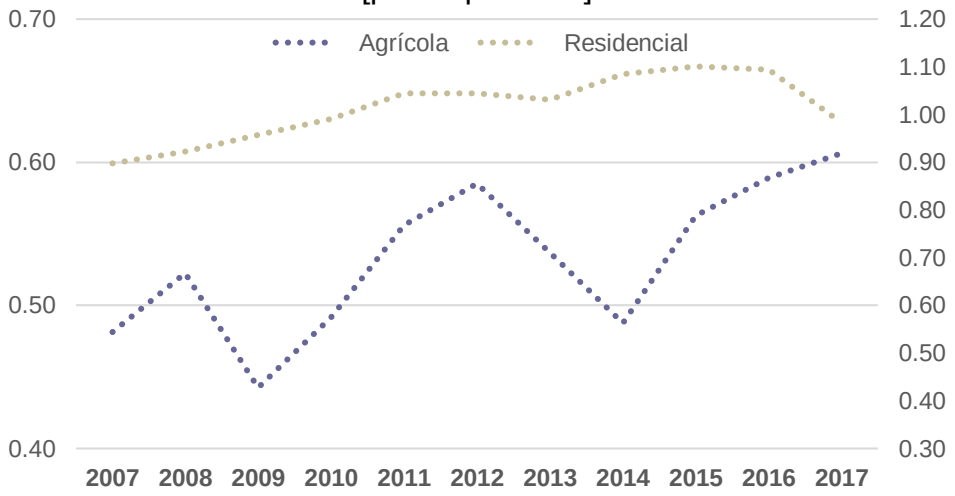


Fuente: elaboración propia con información del SIE.

Por otro lado, las tarifas medias de menor crecimiento observado corresponden a los sectores residencial de bajo consumo y agrícola, con tasas promedio anual de

0.9% y 2.3%, respectivamente. El nivel de dichas tarifas medias se mantuvo -30% y -60%, respectivamente, respecto a la tarifa media global.

Gráfico 5. Tarifa media de energía eléctrica por sectores. 2007-2017
[pesos por kWh]



Fuente: elaboración propia con información del SIE.

3.3 Caracterización del Sector Eléctrico

La LIE establece la separación e independencia entre las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y la proveeduría de insumos primarios para la industria eléctrica, bajo condiciones de estricta separación legal; de la misma manera, se separarían el suministro de servicios básicos y las otras modalidades de comercialización.

Derivado de lo anterior, la CFE llevó a cabo la separación vertical y horizontal de las actividades referidas en el párrafo anterior. Actualmente, existen seis Empresas Subsidiarias de Generación, una Empresa Subsidiaria de Transmisión, una Empresa Subsidiaria de Distribución, una Empresa Subsidiaria de Suministro Básico, una Empresa Filial de Contratos de Interconexión Legados y una Empresa Filial de Suministro Calificado (ver Figura 1)[3].

De acuerdo con la LIE, la separación de las actividades será vertical entre las distintas líneas de negocio y horizontal entre una misma línea de negocio, conforme a los siguientes criterios:

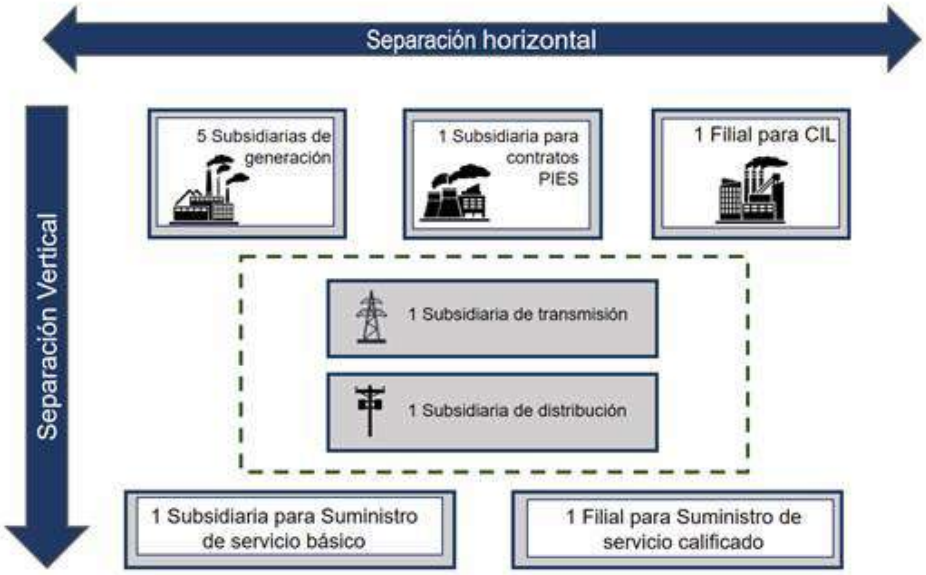
- Generación: la separación legal y contable se establece horizontalmente en un número tal de unidades de negocio diferentes que fomente la operación

[3] La SENER publicó los Términos para la estricta separación legal de la CFE, el 28 de diciembre de 2015. El 29 de marzo de 2016, se publicaron los acuerdos de creación de las empresas productivas subsidiarias y filiales de la CFE. El 4 de noviembre de 2016, la SENER publicó los Términos para la asignación de activos y contratos para las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la CFE.

eficiente del sector y se sujete a criterios de competencia y libre concurrencia en el mismo;

- Transmisión: no hay separación horizontal y permite la participación privada a través de asociaciones o contratos;
- Distribución: se establece una división horizontal por regiones y permite la participación privada a través de asociaciones o contratos y,
- Suministro: hace referencia a un régimen de libre competencia.

Figura 1. Separación Legal de CFE



Fuente: elaboración propia CRE.

Por otro lado, y como se ha mencionado anteriormente, la LIE estipula la creación del MEM, mismo que operado de forma independiente por el CENACE, en el cual los participantes pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica y otros productos asociados. El MEM está integrado por los mercados de energía de corto plazo, para el balance de potencia, de Certificados de Energías Limpias (CEL), además de los esquemas de subastas de Derechos Financieros de Transmisión (DFT) y las subastas de mediano y largo plazo.

El mercado de corto plazo inició operaciones el 27 de enero de 2016 en el Sistema Interconectado de Baja California, el 29 de enero de 2016 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el 23 de marzo del mismo año, en el Sistema Interconectado de Baja California Sur, cabe destacar que un día antes de cada fecha, inició el Mercado de Día en Adelanto.

Las personas físicas o morales que participan del MEM se clasifican en las siguientes modalidades:

a. Generador;
b. SSB;
c. Suministrador de Servicios Calificados;
d. Suministrador de Último Recurso;
e. Comercializador no Suministrador y,
f. Usuario Calificado.

Actualmente existen 120 participantes del mercado, de los cuales: 66 son Generadores, 1 SSB, 35 Suministradores de Servicios Calificados, 15 Comercializadores no Suministradores, 1 Generador de intermediación, 1 Usuario Calificado y 1 Suministrador de Último Recurso Participante del Mercado[4]. Cabe señalar que, entre sus principales características, se encuentran las siguientes:

Tabla 2. Características de los participantes de mercado

Modalidad	Representan	Consideraciones
Generador	Centrales eléctricas	Capacidad mayor o igual a 0.5 Megawatt (MW)
Usuario Calificado Participante del Mercado	Centros de carga propios	$D_{MÍN}$ para ser Usuario Calificado: 1 MW - - - - - - - - - - - - - - - - - - $D_{MÍN}$ para ser participante del mercado mayor a 5 MW Consumo anual de al menos 20 GWh
Suministrador de Servicios Básicos **Suministrador de Servicios Calificados** **Suministrador de Último Recurso**	Centros de carga de usuarios finales Centros de carga de usuarios calificados / Generadores exentos	Bajo regulación tarifaria Por tiempo limitado cuando un Suministrador Calificado deja de prestar el servicio
Comercializador	No representa activos	Transacciones Virtuales Transacciones Bilaterales y Financieras

Fuente: elaboración propia CRE.

En resumen, el comportamiento histórico de las tarifas eléctricas en México se explica por el ajuste automático mensual, y en algunos casos por el ajuste fijo anual, condiciones que no permitían reflejar adecuadamente los costos de operación y desarrollo del sistema eléctrico. En consecuencia, se carecían de incentivos y señales idóneas para planificar de forma eficiente el consumo de energía eléctrica,

[4] Participantes con Contrato y Transacciones en el MEM al 30 de septiembre de 2018. Fuente CENACE: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx.

garantizar ingresos suficientes para cubrir los costos de operación y mantenimiento del sistema eléctrico, y propiciar inversiones productivas para la ampliación de la infraestructura.

De acuerdo con las mejores prácticas, el esquema tarifario debe ser compatible con la estructura y las líneas de negocio de la industria eléctrica, y con los patrones de consumo de los usuarios finales. Por ello, en un ambiente de transformación del sector eléctrico, en el que inició operaciones el MEM, se configuraron nuevos participantes del mercado, se impulsó la separación legal de la CFE y se avanza en la ejecución de los hitos que enmarca la LIE. Asimismo, se desarrolló la regulación tarifaria inicial con el objetivo de garantizar la continuidad de los servicios, y establecer la base regulatoria para transitar hacia en esquema tarifario en un entorno de competencia y eficiencia.

4. Marco normativo aplicable

4.1 Vinculación con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018

De conformidad con las facultades de la CRE a partir de las modificaciones constitucionales de 2013-2014, la nueva regulación tarifaria expedida se encuentra alineada con el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, dentro de su meta "México Prospero", que busca propiciar las condiciones favorables para el desarrollo económico a través la regulación que permita la competencia y fomento económico. Dentro de sus objetivos se encuentra el de *Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva,* y a través de la estrategia y el de *Asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país*, por lo que deben implementarse las siguientes líneas de acción:

- Impulsar la reducción de costos en la generación de energía eléctrica para que disminuyan las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas;
- Homologar las condiciones de suministro de energía eléctrica en el país;
- Diversificar la composición del parque de generación de electricidad considerando las expectativas de precios de los energéticos a mediano y largo plazos;
- Modernizar la red de transmisión y distribución de electricidad;
- Promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas y,
- Promover la formación de nuevos recursos humanos en el sector, incluyendo los que se especialicen en la energía nuclear.

4.2 Instrumentos jurídicos aplicables

Lista de leyes aplicables:

- Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
- Ley de la Industria Eléctrica
- Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética
- Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica
- Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía

La CPEUM en su artículo 28, párrafo octavo, establece que la Comisión es una dependencia de la APF centralizada, con carácter de Órgano Regulador Coordinado en materia energética. La CRE cuenta con personalidad jurídica propia y está dotada de autonomía técnica, operativa, de gestión, y autosuficiencia financiera. Teniendo a su cargo el ejercicio de las atribuciones y el despacho de los asuntos encomendados por la LOAPF, LORCME, LIE y demás disposiciones jurídicas aplicables.

De conformidad con el Décimo Transitorio, inciso c, del artículo 25 de la CPEUM se establece que, en materia de electricidad, la regulación y el otorgamiento de

permisos para la generación, así como las tarifas de porteo para transmisión y distribución, serán actividades que la CRE deberá realizar de manera clara y eficiente.

En agosto de 2014, se publicaron las Leyes Secundarias, que contribuyen a la correcta aplicación de la Reforma Energética. Por un lado, la LORCME establece la organización, funcionamiento y competencias de la CRE, mientras que la LIE determina que a través de la CRE y la SENER, se establecerá y ejecutará la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica, con el objetivo, entre otros, de proteger los intereses de los usuarios finales.

La LOAPF en su artículo 2, fracción III, define como dependencias de la APF centralizadas a los Órganos Reguladores Coordinados en materia energética y en el artículo 43 Ter se indica que dichos órganos cuentan con personalidad jurídica propia y autonomía técnica y de gestión, mismos que serán creados por ley en la materia que establecerán su competencia, así como los mecanismos de coordinación con la SENER.

Una de las facultades de la CRE, enmarcadas en el artículo 12 de la LIE, consta de expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión, la distribución, la operación de los SSB, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como las TFSB en términos de lo dispuesto en el artículo 138 y 139 de la LIE.

En el marco regulatorio tarifario vigente, la CRE debe observar que los ingresos recuperables del Suministro Básico incluyan los costos que resulten de las tarifas reguladas de cada segmento incluido en las TFSB, siempre que dichos costos reflejen prácticas prudentes, de conformidad con el artículo 138 de la LIE. La CRE debe expedir y aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas y las TFSB, así como publicar las memorias de cálculo empleadas, de conformidad con el artículo 139 de la LIE.

El artículo 140, fracción I de la LIE, establece que uno de los objetivos de la determinación y aplicación de las metodologías y de las tarifas reguladas, es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la RNT y RDG y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

Adicionalmente, el mismo artículo, fracción III de la LIE, establece que uno de los objetivos de la aplicación de las metodologías y de las tarifas reguladas es determinar tarifas para los SSB que les permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Complementariamente, el artículo 141 de la LIE, faculta a la CRE para investigar las inversiones y otros costos en que incurren los transportistas, los distribuidores, los SSB, los Suministradores de Último Recurso y el CENACE. En el mismo sentido, el artículo 145 de la LIE, faculta a la CRE para investigar los costos de la energía eléctrica y los productos asociados adquiridos por los SSB y los Suministradores de Último Recurso, incluyendo los que se adquieren por medio de contratos de cobertura eléctrica. Lo anterior, de manera tal que la CRE determine la no recuperación mediante las tarifas reguladas de costos o inversiones que no sean eficientes y no reflejen Prácticas Prudentes, así como inversiones que no se ejecuten de acuerdo con los programas que autorice la SENER.

Asimismo, el artículo 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) establece las facultades de la CRE para expedir, mediante Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG), la regulación de las contraprestaciones, precios, tarifas reguladas y contabilidad regulatoria para la prestación del servicio público de transmisión y distribución, así como del Suministro Eléctrico en las modalidades de Suministro Básico y Suministro de Último Recurso, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el MEM.

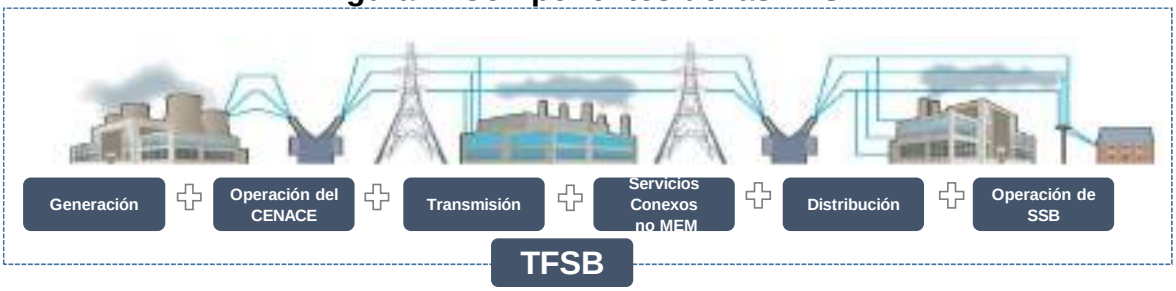
5. Acciones realizadas

En este apartado se desarrollan las acciones realizadas por la Comisión respecto a la definición de las TFSB, en atención al cumplimiento de sus atribuciones, como lo menciona el apartado antecedente; es necesario señalar la importancia de dichas tarifas establecidas para el desarrollo de la industria eléctrica, en el marco de la LIE.

5.1 Estructura de las Tarifas Finales del Suministro Básico

Las TFSB se conforman de los costos de los servicios para generar, transportar, distribuir y suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales (hogares, empresa e industria). Estas se clasifican de acuerdo a las características del consumo, nivel de tensión y tipo de medición (categorías tarifarias) y por regiones (divisiones tarifarias). De esta forma, los consumidores de energía eléctrica que opten por permanecer en el Suministro Básico o cuya demanda sea menor a un MW, se sujetan a las TFSB que se determinan mensualmente.

Figura 2. Componentes de las TFSB



Fuente: elaboración propia CRE.

Las TFSB se clasifican en 12 categorías tarifarias, en función del consumo de la energía eléctrica y usuarios atendidos por el servicio de Suministro Básico:

Tabla 3. Categorías tarifarias

Categoría Tarifaria	Descripción	Categoría Anterior
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 KWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 KWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 KW-mes) en Baja Tensión	2,6,
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 KW-mes) en Baja Tensión	3,6,
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9,9CU,9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5ª
APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5ª
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 KW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 KW-mes) en Media Tensión ordinaria	OM, 6
RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M. 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL

Fuente: elaboración propia CRE.

De igual forma, las TFSB se estratifican en 17 divisiones tarifarias, con la siguiente participación promedio del consumo de energía eléctrica y usuarios atendidos por el servicio de Suministro Básico:

Figura 3. Divisiones tarifarias

Fuente: elaboración propia CRE.

5.2 Componentes de las Tarifas Finales del Suministro Básico

En materia de tarifas reguladas de las actividades que conforman la cadena de valor del Suministro Básico, la CRE expidió las siguientes regulaciones que establecen los cargos que componen a las TFSB:

- Tarifas de Transmisión de energía eléctrica
  - Acuerdo A/045/2015, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transición de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.* (Anexo 1)
  - *Actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017*[5]*.* (Anexo 2)

[5] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469151&fecha=16/01/2017

- *Actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018*[6]*.* (Anexo 3)

- Tarifas de Distribución de energía eléctrica
  - Acuerdo A/074/2015, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.* (Anexo 4)
  - *Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017*[7]*.* (Anexo 5)
  - *Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018*[8]*.* (Anexo 6)

- Tarifa de Operación del CENACE
  - A/075/2015, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el año 2016.* (Anexo 7)
  - A/057/2016, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017. (*Anexo 8)
  - A/001/2017, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para los meses de febrero a diciembre del año 2017.* (Anexo 9)
  - A/068/2017, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 y hasta el 28 de febrero de 2018.* (Anexo 10)
  - A/004/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de marzo de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018.* (Anexo 11)
  - A/023/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el*

[6] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511619&fecha=29/01/2018
[7] http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479136&fecha=07/04/2017
[8] http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510836&fecha=18/01/2018

periodo que comprende del 1 de agosto de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018. (Anexo 12)

- Tarifa de Servicios Conexos no incluidos en el MEM y operación del Suministro Básico
  - A/058/2017, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE suministrador de servicios básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018* (Anexo 13):
    a) En el punto de Acuerdo Quinto del Acuerdo A/058/2017, se establecieron las tarifas de operación del SSB.
    b) En el punto de Acuerdo Noveno del Acuerdo A/058/2017, se establecieron las tarifas de los Servicios Conexos no incluidos en el MEM.
    c) El Anexo A del Acuerdo A/058/2017, contiene la metodología para el cálculo y ajuste de las tarifas de operación del SSB.

En lo que respecta a la actividad de generación, los costos de la energía eléctrica y productos asociados se incorporan en las TFSB, mediante el cargo por generación que incluye:

- Un cargo por capacidad asociado a los costos por el uso de la infraestructura de las centrales eléctricas y,
- Un cargo por energía asociado a los costos de producción de la energía eléctrica y otros productos asociados para atender las necesidades de los usuarios.

Cabe señalar que el cargo por generación recoge los costos fijos y variables de los siguientes conceptos:

- Costos de las centrales eléctricas CLSB:
  - Los CLSB son contratos de cobertura eléctrica que los SSB celebraron con las centrales eléctricas legadas de las empresas productivas subsidiarias de CFE Generación, de conformidad con lo establecido en los Términos de los CLSB, emitidos por la SENER, el 25 de agosto de 2017.
  - Los CLSB permiten al SSB cubrir sus necesidades de energía eléctrica, potencia y CEL, con precios basados en los costos y contratos respectivos, por ello, se integran y reconocen en el cálculo de las TFSB.

La CRE, para llevar acabo el reconocimiento de los costos asociados a los CLSB, consideró la opinión que emitió a solicitud de la SENER, respecto a los Términos de los CLSB previo a su emisión, mediante el Acuerdo A/045/2016, *Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite opinión respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar los contratos de cobertura eléctrica basados en los costos de las centrales eléctricas legadas y los contratos de las centrales externas legadas* (Anexo 14) del 10 de noviembre de 2016, en donde se destacó, entre otras, las siguientes consideraciones:

  - Evitar que las diferencias de costos relacionadas con las características estructurales en el régimen previo a la Reforma Energética y los costos de transición a un modelo en competencia, sean absorbidas de manera total por los usuarios del Suministro Básico.
  - Instrumentar un mecanismo transitorio de ajuste de costos en los CLSB que permita un equilibrio entre los objetivos de eficiencia en la generación y la adecuada recuperación de costos.
  - Establecer una trayectoria de eficiencia para reflejar los costos eficientes de generación con base en referencias de mercados internacionales.

- Costos de otras fuentes como las subastas de largo plazo, mercado de energía de corto plazo y otros mercados del MEM.

- Otros costos asociados relacionados con los DFT en subastas, Servicios Conexos incluidos en el MEM, CEL, impuesto al valor agregado, vigilancia del MEM, entre otros.

5.3 Metodología de las Tarifas Finales del Suministro Básico

El 23 de noviembre de 2017, la CRE publicó el Acuerdo A/058/2017 mediante el cual establece la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación del Suministro Básico y las tarifas de los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, que aplicarían durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

La metodología se elaboró bajo los siguientes principios tarifarios de conformidad con lo observado en las mejores prácticas internacionales:

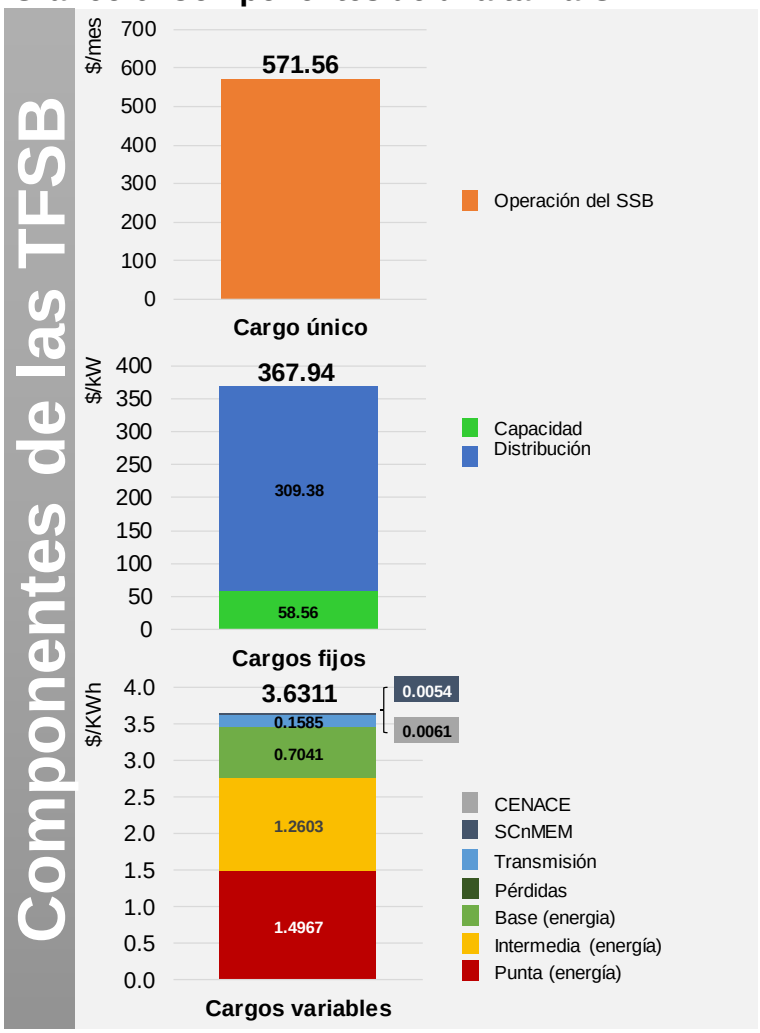
a. **Suficiencia:** reconocer los costos de cada uno de los segmentos que conforman la cadena del suministro de energía eléctrica (generación, transmisión, distribución, operación, suministro);
b. **Eficiencia:** recuperar los costos en los que incurre el SSB que sean eficientes y reflejen prácticas prudentes, dar señales adecuadas de mercado para

incentivar mejoras en la expansión y calidad del servicio, y fomentar la eficiencia en el consumo;

c. **Objetividad:** definir una metodología con base en variables, parámetros y criterios que reflejen las condiciones y características del mercado eléctrico y,
d. **Transparencia:** definir y publicar la metodología y las TFSB.

Dichos principios tarifarios se incluyeron para dar cumplimiento a los objetivos establecidos en el artículo 140 de la LIE. Por tal razón, la metodología define cargos únicos (por usuario), fijos (por capacidad/demanda) y variables (por energía), que reflejan la naturaleza del costo en cada componente de las TFSB y las características de consumo y medición de cada usuario, como se describe a continuación:

Gráfico 6. Componentes de una tarifa GDMTH[1/]



[1/] Cargos tarifarios aplicables al mes de junio de 2018, correspondientes a la categoría tarifaria GDMTH de la división de Valle de México Centro.
Fuente: elaboración propia CRE.

En la determinación de los cargos que integran las TFSB, se parte del principio básico de reparto de los costos del servicio asociado entre los usuarios de dicho servicio. De esta forma, la metodología retoma los criterios de asignación contenidos en la regulación detallada en el apartado 5.2 y establece los criterios para la asignación de los costos de generación. Lo anterior, se resume a continuación:

- Los cargos por transmisión se asignaron por el nivel de tensión:
  - Las categorías DB1, DB2, PDBT, GDBT, APBT, RABT, APMT, RAMT, GDMTO, GDMTH y DIST cubren el monto correspondiente al nivel de tensión menor a 220 kV.
  - La categoría DIT cubre el monto para tensiones mayores o iguales a 220 kV.

- Los cargos de distribución se asignaron a usuarios en media y baja tensión; estas incluyen un cargo por energía o un cargo por demanda según el tipo de usuario:
  - Usuarios con cargo por energía: DB1, DB2, PDBT, APBT y RABT.
  - Usuarios con cargo por demanda: GDBT, GDMTO, GDMTH, APMT y RAMT.

- El cargo por operación del CENACE se asignó en todas las categorías tarifarias, a través de un monto por nivel de consumo correspondiente a las cargas.

- El cargo por la operación del SSB se asignó por usuario independiente de su nivel de consumo o demanda.

- El cargo por los Servicios Conexos no incluidos en el MEM se asignó en todas las categorías tarifarias por nivel de consumo.

- El cargo por energía se asignó en las categorías con medición simple y con medición horaria:
  - Categorías con cargo por energía único: DB1, DB2, PDBT, GDBT, RABT, RAMT, GDMTO, APBT y APMT.
  - Categorías con cargo por energía horario: GDMTH, DIST y DIT.

- El cargo por capacidad se asignó en las categorías con medición simple, con medición horaria y medición de demanda:
  - Categorías con cargo asignado al consumo: DB1, DB2, PDBT, APBT, APMT y RABT.
  - Categorías con cargo asignado a la demanda máxima: GDBT, GDMTO y RAMT.
  - Categorías con cargo asignado a la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta: GDMTH, DIST y DIT.

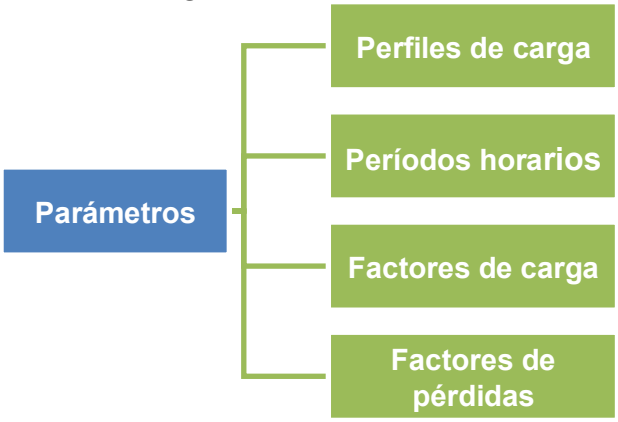
Aunado a lo anterior, la metodología establece que el total de los costos de generación de las centrales eléctricas con CLSB más eficientes se asignen

proporcionalmente a los usuarios con menor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de menor tensión. De forma complementaria, los costos de generación de las centrales eléctricas con CLSB menos eficientes más el costo de otras fuentes y otros costos asociados, se asignan a los usuarios con mayor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de media y alta tensión. Lo anterior, para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo Transitorio Décimo Noveno de la LIE.

En el cálculo de los cargos por generación, se emplean como insumos los parámetros y variables que se describen a continuación:

Los parámetros, son los insumos que no cambian con la misma periodicidad con la que se determinan los cargos de energía y capacidad.

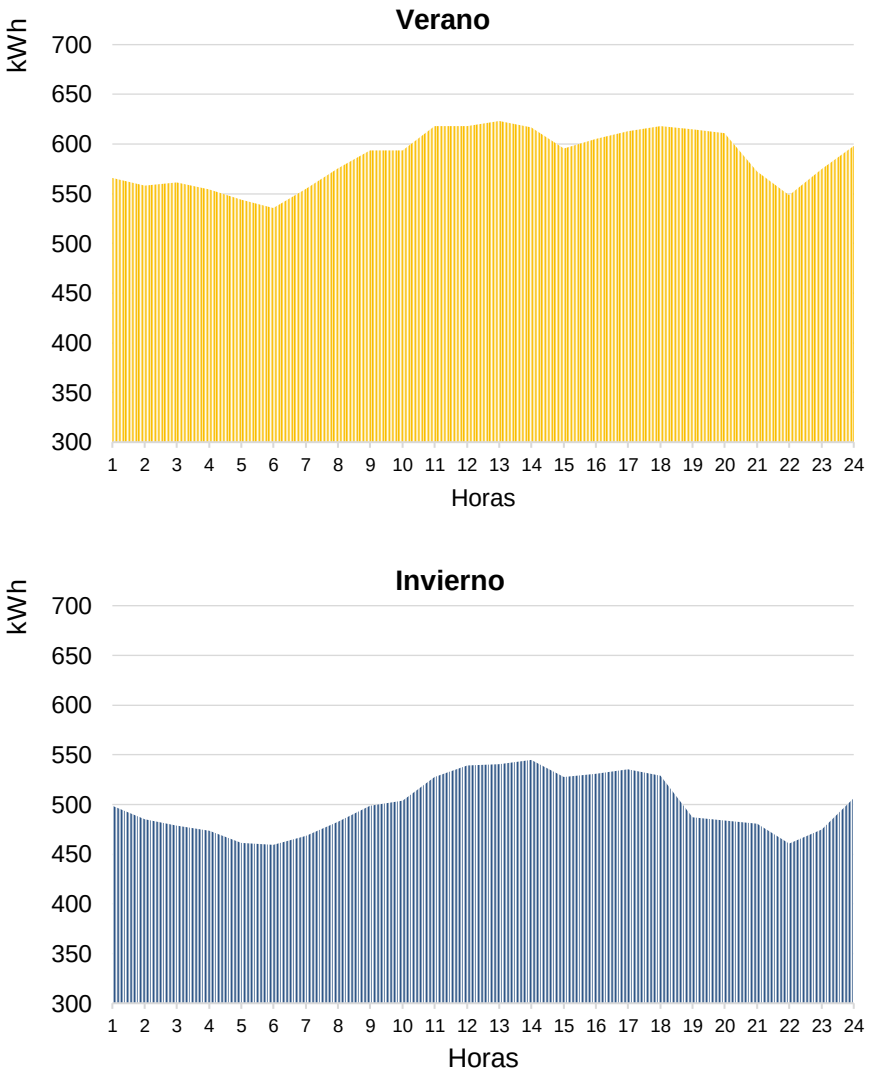
Figura 4. Parámetros



Fuente: elaboración propia CRE.

- Perfiles de carga: se definen como los perfiles de carga del patrón de consumo promedio de electricidad (curvas de consumo) por cada categoría tarifaria, el cual refleja el comportamiento promedio del uso de energía eléctrica. Estos sirven para diferenciar los cargos variables de generación por categoría y por periodo horario en las categorías horarias.

Gráfico 7. Perfil de Carga[1/]

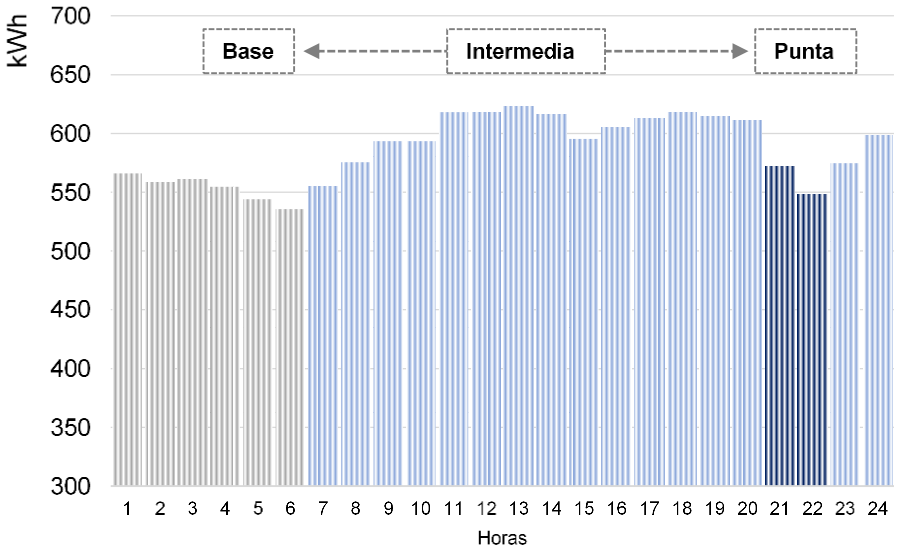


[1/] Promedio del perfil de carga de los días miércoles de los meses de verano e invierno, de la categoría tarifaria GDMTH de la división de Jalisco.

Fuente: elaboración propia CRE con información de la CFE.

- Periodos horarios: se establecen los periodos horarios base, intermedio, punta y semipunta, en las categorías con medición horaria, con el fin de realizar un cargo diferenciado según el periodo de tiempo en el que el costo de generación es más alto.

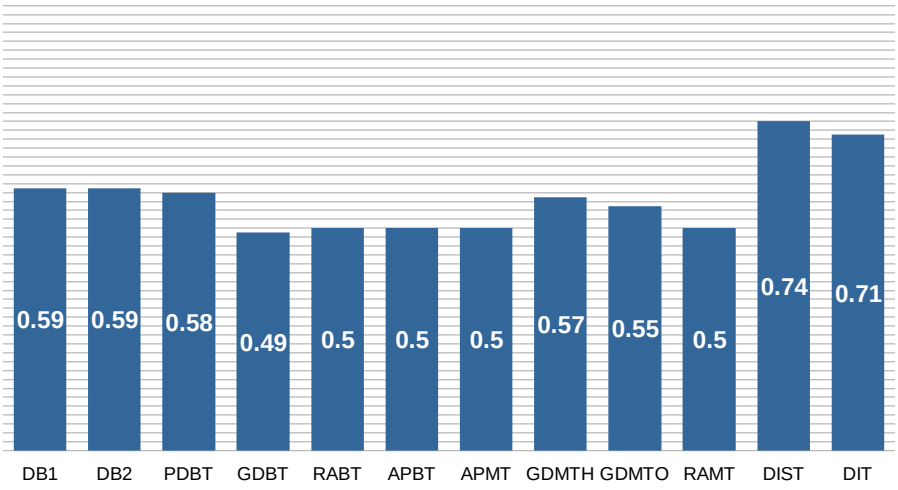
Gráfico 8. Periodos horarios[1/]



[1/]Periodos horarios categoría tarifaria GDMTH división de Jalisco.
Fuente: elaboración propia CRE con información de la CFE.

- Factor de carga: es la relación entre la carga promedio en un tiempo determinado y la carga máxima registrada en el mismo periodo de una categoría tarifaria; se utilizan para determinar los cargos de capacidad.

Gráfico 9. Factores de carga por categoría tarifaria

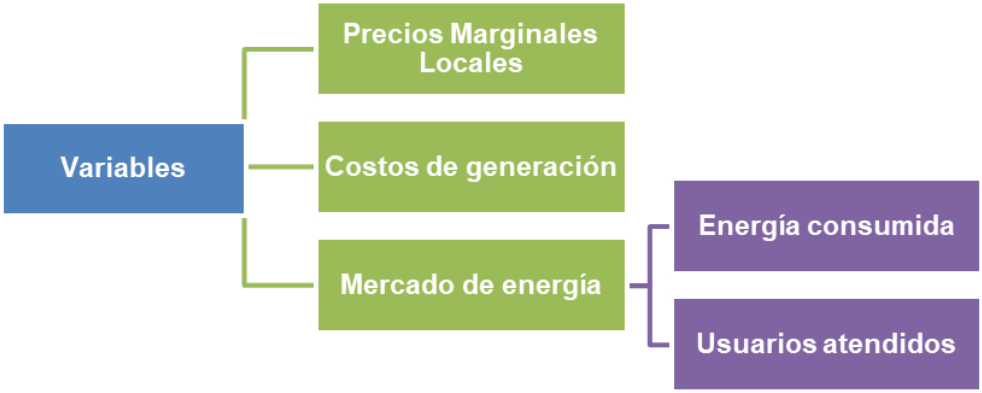


Fuente: elaboración propia CRE con información de la CFE.

- Factor de pérdidas: se utilizan los factores de pérdidas contenidos en el Anexo E del Acuerdo A/074/2015, para determinar el volumen de energía y potencia perdidas y considerarlo en el cálculo de los cargos tarifarios correspondientes.

Mientras las variables, son los insumos que pueden actualizarse previo a la determinación de los cargos por energía y capacidad, como se muestra a continuación.

Figura 5. Variables



Fuente: elaboración propia CRE.

- Energía eléctrica consumida y usuarios atendidos.

Tabla 4. Participación del mercado de energía por categoría tarifaria

Categoría Tarifaria	Participación en energía eléctrica consumida	Participación en usuarios atendidos
DB1	11.4%	44.1%
DB2	15.9%	44.5%
PDBT	7.0%	9.7%
GDBT	1.3%	0.1%
RABT	1.4%	0.1%
APBT	1.1%	0.3%
APMT	0.7%	0.2%
GDMTH	36.5%	0.2%
GDMTO	5.3%	0.6%
RAMT	2.8%	0.2%
DIST	10.5%	0.0%
DIT	6.1%	0.0%
Total[1/]	**100%**	**100%**

[1/] Los totales pueden no coincidir por redondeo.

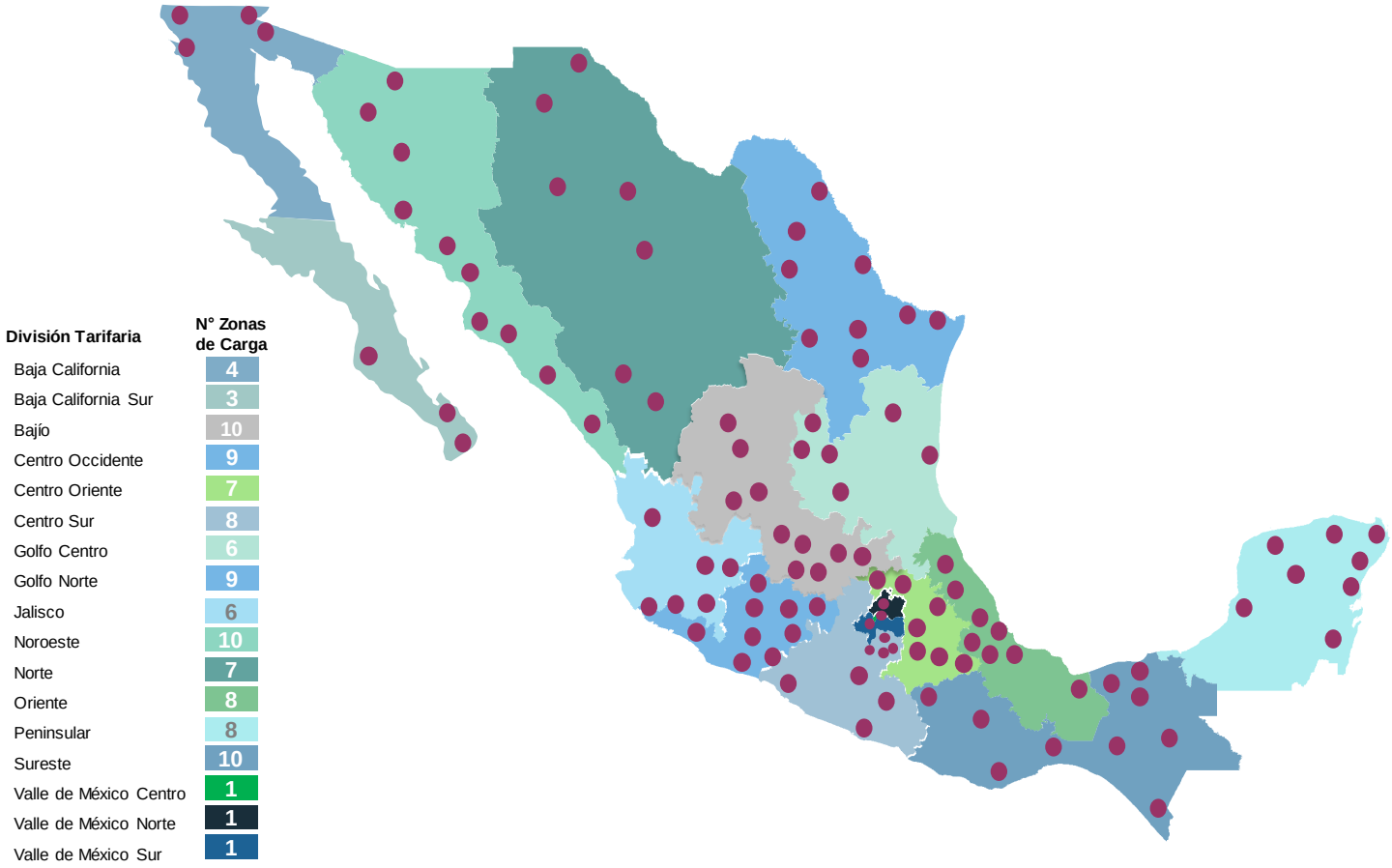
Fuente: CFE (diciembre de 2017).

- Costos de generación: Los costos de generación corresponden la compra de energía y productos asociados de CFE SSB de los CLSB por central eléctrica y al MEM.

- PML: se definen como el precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del SEN para un periodo definido, calculado por el CENACE de conformidad con

las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el MEM. Los PML de las 108 zonas de carga (nodos) se agrupan en las 17 divisiones tarifarias a través de un promedio simple de las zonas contenidas en cada división tarifaria. Como se muestra a continuación:

Figura 6. Zonas de carga por división tarifaria



Fuente: elaboración propia CRE.

Periodo Tarifario Inicial

La implementación de la Reforma Energética en materia de electricidad, exigió contar con los instrumentos que conforman la regulación tarifaria, en tanto se emiten las DACG que contienen las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, con la finalidad de no afectar la operación del sector eléctrico y con ello el desarrollo de las actividades de la industria eléctrica.

En ese orden de ideas, se estableció un periodo tarifario inicial para procurar una transición ordenada hacia el nuevo régimen tarifario, con la finalidad de brindar la certeza necesaria a los participantes del mercado e integrantes de la industria eléctrica, en tanto se daba cumplimiento de los diversos mandatos de la LIE

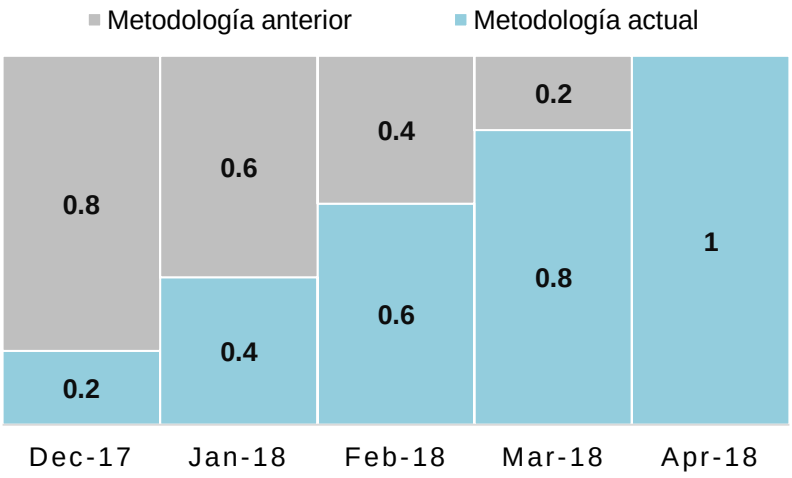
requeridos para consolidar la aplicación del régimen tarifario, como ha sido el caso de los siguientes instrumentos o mecanismos:

- Separación contable, operativa, funcional y legal de la CFE, de conformidad con el Cuarto Transitorio de la LIE. Para ello, la SENER publicó los Términos para la estricta separación legal de la CFE, el 28 de diciembre de 2015.
- Inicio de operaciones del MEM, el 27 de enero de 2016 para el Sistema Interconectado de Baja California, el 29 de enero de 2016 para el SIN, y el 23 de marzo de 2016 para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.
- La creación de las empresas productivas subsidiarias y filiales de la CFE, el 29 de marzo de 2016.
- La asignación de activos y contratos para las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la CFE, para lo cual la SENER publicó los Términos aplicables, el 4 de noviembre de 2016.
- La asignación de los CLSB. La SENER publicó los Términos aplicables, el 25 de agosto de 2017.

El periodo tarifario inicial tiene vigencia de tres años, contados a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, que, en su caso, se extenderá hasta que se expidan las DACG en términos de lo dispuesto en los artículos 138 de la LIE y 47 del RLIE.

En el marco del periodo tarifario inicial, se definió un **periodo de transición** para la aplicación de la metodología de las TFSB, con el objeto de que los usuarios del Suministro Básico se familiaricen de manera gradual con el nuevo esquema tarifario. Es decir, a partir del 1 de diciembre de 2017 se introdujo de forma gradual la aplicación de los cargos tarifarios calculados a partir de dicha metodología, para permitir que los usuarios se ajustaran a la nueva estructura tarifaria y nivel de facturación.

Gráfico 10. Periodo de Transición



Fuente: elaboración propia CRE.

El 29 de noviembre de 2017, la CRE emitió el Acuerdo A/061/2017, *Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que determina las tarifas finales del suministro básico aplicables durante diciembre de 2017* (Anexo 15) mediante el cual dio a conocer las TFSB aplicables en el mes de diciembre de 2017 y estableció el periodo de transición en la aplicación de la metodología.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 139 de la LIE, la CRE puso a disposición del público, las **memorias de cálculo** empleadas para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB. Estas pueden consultarse en la página de internet de la CRE, a través del siguiente vínculo: https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico.

Asimismo, CFE SSB publicó las TFSB, a través de su página de internet, en el siguiente vínculo: https://www.cfe.mx/tarifas/Pages/Tarifas.aspx.

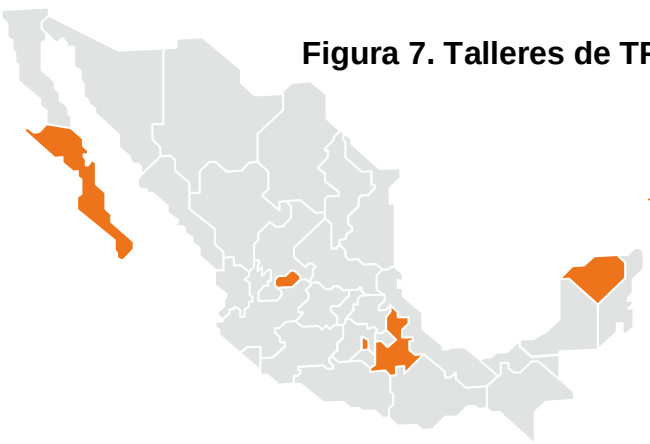
Por lo anterior, con el desarrollo de la metodología señalada para el establecimiento de las TFSB, la CRE promueve el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, el acceso abierto a la RNT y a las RGD, garantiza la continuidad de los servicios, evita la discriminación indebida y protege los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales. Posteriormente, se abordará de manera detallada cuales fueron los impactos identificados y los resultados alcanzados en este proceso.

5.4 Talleres

La Comisión ha impartido talleres dentro y fuera de sus instalaciones para dar a conocer el nuevo esquema tarifario y difundir e informar sobre el contenido y aplicación de sus decisiones en materia de tarifas de electricidad, a permisionarios, usuarios del Suministro Básico e integrantes de la industria eléctrica. En noviembre de 2017, se llevó a cabo un taller en las instalaciones de la Comisión con el fin de dar a conocer la metodología para el cálculo y ajuste de las TFSB y su aplicación, el cual tuvo una gran participación por parte del público asistente.

La Comisión también ha realizado talleres en varias entidades del país: Aguascalientes, Baja California, Ciudad de México, Puebla y Yucatán; dirigidos a cámaras y asociaciones representantes del sector industrial, grupos académicos, permisionarios, integrantes de la industria eléctrica y público en general, para explicar y atender dudas sobre el cálculo de las tarifas eléctricas en el nuevo régimen tarifario.

Figura 7. Talleres de TFSB



Tarifas Finales del Suministro Básico.

6. Problemática o situaciones críticas que pudieron haber afectado su cumplimiento

Derivado de la aplicación de las TFSB en los meses de diciembre de 2017 y enero de 2018, se registraron variaciones al alza en el importe final facturado por el consumo de energía eléctrica en dicho periodo respecto a noviembre 2017. Cabe señalar que las variaciones se concentraron, en su mayoría, en los usuarios del sector industrial y comercial conectados en media tensión, así como en las divisiones de Baja California y Baja California Sur, particularmente.

En seguimiento a la implementación de la regulación tarifaria, se identificaron las siguientes condiciones de estructura y coyuntura durante la aplicación inicial de las TFSB:

a) La nueva regulación tarifaria comprende nuevos componentes para la facturación del consumo de los usuarios del Suministro Básico;
b) Los componentes de las TFSB, así como los criterios de su aplicación, estaban previamente determinados en los Acuerdos que contienen las tarifas reguladas;
c) La aplicación de las TFSB coincide con el periodo de menor demanda de energía eléctrica de los usuarios del Suministro Básico;
d) La información de mercado referente a la energía eléctrica consumida, usuarios atendidos y PML, empleada para la determinación de los cargos por generación, tenía dos meses de rezago y,
e) El proceso de facturación presentó errores sistemáticos por lo que los importes reflejaban cobros imprecisos para los usuarios del Suministro Básico.

Derivado de lo anterior, se llevaron a cabo mejoras y adecuaciones complementarias al esquema tarifario para ser implementadas dentro del periodo de transición, con la finalidad de armonizar el periodo de aplicación de las TFSB con la metodología de cálculo, los criterios de aplicación y la disposición de la información empleada para la determinación de las mismas. En este sentido, la CRE emitió los siguientes acuerdos:

- Acuerdo A/001/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica el acuerdo primero del diverso A/058/2016*. (Anexo 16)

El A/001/2018 modificó el criterio de aplicación para las tarifas de distribución, al considerar el valor mínimo resultante entre la demanda máxima registrada en el último año, y la demanda máxima registrada en el mes que corresponde la facturación.

- Acuerdo A/002/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica los acuerdos tercero y cuarto del diverso A/061/2017.* (Anexo 17)

El A/002/2018 ajustó el periodo de transición con la finalidad de facilitar la adaptación de los usuarios finales a la nueva estructura tarifaria y llevar a cabo la revisión de los supuestos y la metodología de las TFSB.

Previo a la conclusión del periodo transitorio, la CRE llevó a cabo la evaluación y seguimiento del comportamiento de las TFSB y su impacto en la facturación de los usuarios finales, con el objetivo de identificar las áreas de mejora en la implementación de las mismas, para su aplicación en el periodo de abril a diciembre de 2018.

- Acuerdo A/017/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica los diversos A/058/2016 y A/058/2017, relativos a las Tarifas Finales del Suministro Básico, para el periodo de abril a diciembre de 2018.* (Anexo 18)

El A/017/2018 incorpora cambios en la determinación de las TFSB como resultado de la revisión de los supuestos y la metodología. De esta forma, el A/017/2018 considera las siguientes adecuaciones metodológicas:

- Proyección anual de la energía eléctrica y los usuarios atendidos por categoría y división tarifarias;
- Aplicación de los cargos por capacidad sobre el mínimo entre demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW y la demanda máxima asociada al consumo registrado en el mes de facturación medido en kWh;
- Aplicación de los cargos por distribución sobre el mínimo entre demanda máxima registrada en el mes de facturación medida en kW y la demanda máxima asociada al consumo registrado en el mes de facturación medido en kWh;
- Proyección anual del costo de generación en el que incurre el SSB, en correspondencia a una trayectoria de costos de un mercado competitivo con ajuste estacional;
- Recuperación gradual y garantizada del costo de generación anual en el que incurre el SSB y,
- Reconocimiento y ajuste del costo de generación en el que incurre el SSB, por variaciones de los precios de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica.

Finalmente, la CRE desarrolló un modelo de facturación para realizar la verificación mensual de la aplicación de las TFSB que son notificadas al SSB. El ejercicio de facturación se realiza con base en una muestra representativa de los usuarios del Suministro Básico, y permite dar seguimiento oportuno a la evolución de las TFSB y medir su impacto en tarifa media, indicador que permite el comparativo con los datos históricos.

- Acuerdo A/032/2018, *Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica el Anexo B del Acuerdo A/017/2018, relativo a las Tarifas Finales del Suministro Básico, para el periodo de septiembre a diciembre de 2018.* (Anexo 19)

El Acuerdo A/032/2018 modifica y actualiza algunos insumos de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB para el periodo de septiembre a diciembre de 2018, con la finalidad de permitir la recuperación de los costos del suministro básico en un escenario de condiciones no previstas del mercado.

Lo anterior, se llevó a cabo mediante el análisis y evaluación de la información soporte que CFE SSB entregó a la Comisión, relativa al aumento en sus costos de generación por un mayor consumo de combustibles fósiles para la generación eléctrica, una reducción en la generación hidroeléctrica, incremento en las compras al MEM e incrementos no anticipados en los PML.

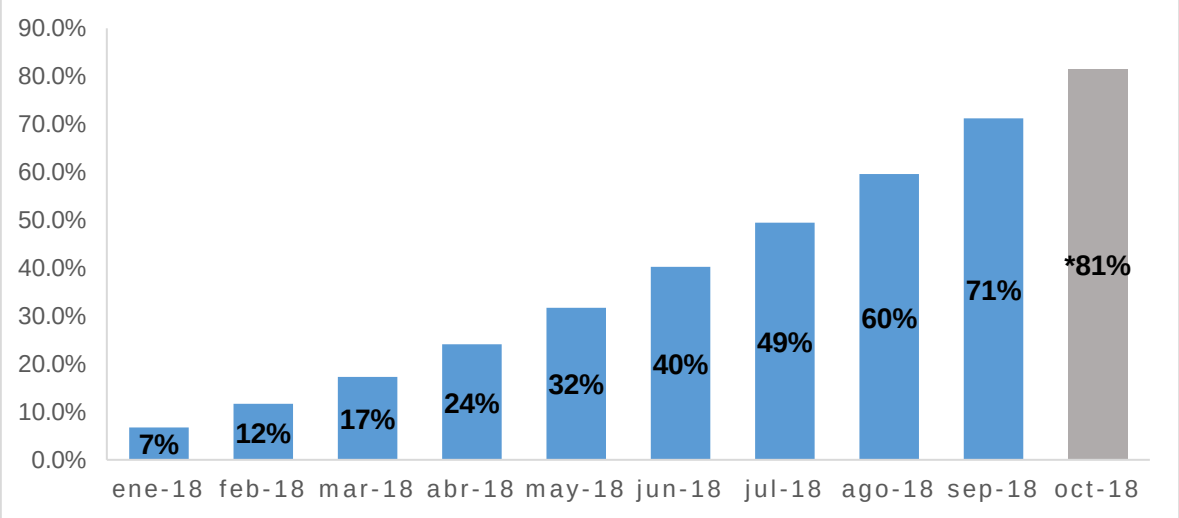
7. Resultados alcanzados e impactos identificados

La implementación de la nueva regulación tarifaria representa un paso fundamental en la transformación del SEN, la conformación del MEM y la promoción de nuevos participantes de la industria eléctrica, dado que su diseño busca los siguientes objetivos:

- Recuperar costos eficientes de cada segmento de la cadena de valor;
- Reconocer costos diferenciados por regiones geográficas y por nivel de consumo;
- Reflejar las variaciones temporales del costo de Suministro Eléctrico, según las condiciones de oferta y demanda en el mercado;
- Brindar certidumbre, transparencia y predictibilidad a los usuarios finales;
- Establecer un mecanismo con base en principios y señales de mercado;
- Fomentar la competencia en las actividades de la industria eléctrica y,
- Garantizar la recuperación anual de los costos de generación en los que incurre el SSB.

Por otro lado, la implementación de la nueva regulación tarifaria, ha permitido alcanzar una fracción importante del ingreso recuperable que cubre los costos eficientes del SSB para 2018.

Gráfico 11. Porcentaje de recuperación acumulada en la facturación del SSB al mes de octubre de 2018



Fuente: elaboración propia CRE - Dato estimado.

8. Objetivos vs resultados en cumplimiento de metas

En el marco de la reforma constitucional en materia energética, la modernización del sector eléctrico enfrentó grandes retos a fin de generar un funcionamiento eficiente, mayores oportunidades de desarrollo y un acelerado crecimiento económico. El sector eléctrico tuvo que transformarse para permitir la participación de empresas públicas y privadas en igualdad de condiciones, a fin de alcanzar precios competitivos del producto final.

Por ello, y como se ha desarrollado en los apartados anteriores de la presente Memoria Documental uno de los principales objetivos de la Comisión, planteados en la LIE, fue la aplicación de las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas y las TFSB.

De conformidad con el artículo 140 de la LIE, la determinación y aplicación de las metodologías y tarifas señaladas anteriormente, deben tener los siguientes objetivos:

a) Promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los Usuarios Finales;
b) Determinar Tarifas Reguladas de los servicios regulados de transmisión y distribución que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la CRE, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada;
c) Determinar Tarifas Reguladas para los SSB que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada;
d) Determinar tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada, o bien, mediante procesos competitivos;
e) Permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente, e
f) Incentivar la provisión eficiente y suficiente de los Servicios Conexos no incluidos en el MEM.

Así, en cumplimiento a lo señalado en la LIE y a los objetivos adquiridos con la Reforma Energética, la CRE emitió la siguiente regulación en materia de tarifas eléctricas, durante el periodo tarifario inicial comprendido entre 2016 y 2018:

- Tarifas de Transmisión de Energía Eléctrica;
- Tarifas de Distribución de Energía Eléctrica;
- Tarifa de Operación del CENACE;
- Tarifa de Servicios Conexos no incluidos en el MEM;
- Tarifa de Operación del Suministro Básico y,
- Tarifas Finales del Suministro Básico.

La emisión de dicha regulación en materia eléctrica es considerada como un acontecimiento trascendental para México, pues por primera vez, la CRE formuló tarifas eléctricas con base en costos, con el objetivo de cumplir con los principios de competencia y eficiencia que emanan de la LIE, así como para proteger los intereses al otorgar mayor certidumbre a los usuarios, logrando una correcta implementación de la Reforma Energética en materia de electricidad.

9. Efectos producidos

Como se ha planteado anteriormente, la emisión de las TFSB atiende a la nueva regulación tarifaria bajo principios que promuevan el desarrollo eficiente de la industria y fomenten la competencia en los mercados. De tal manera, se busca la recuperación de los costos de cada segmento a lo largo de la cadena de valor. Lo anterior, resulta en una serie de efectos producidos e impactos esperados de dicha regulación, mismos que se presentan a continuación:

9.1 Impacto Normativo

A través de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB, se busca la consolidación de un esquema tarifario que cumpla con los objetivos mandatados por la LIE:

i. Promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica para garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a las RNT y a las RGD y proteger los intereses de los participantes del mercado y los Usuarios Finales y,
ii. Determinar tarifas reguladas de los servicios regulados que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Asimismo, se espera llevar a cabo los ajustes y actualizaciones de la metodología tarifaria conforme a la evolución y desarrollo que tenga el sector eléctrico, por lo que se espera que su implementación tenga los siguientes impactos:

- Facilitar la transparencia de la información, tomando en cuenta el interés público, la integridad, la competencia y protección de los consumidores;
- Dar certidumbre a los usuarios finales mediante el conocimiento de los instrumentos regulatorios que emita la Comisión en materia de tarifas eléctricas y sus memorias de cálculo respectivas;
- Obtener el ingreso anual estimado necesario del Suministro Básico que incluye los costos de las actividades reguladas, así como los costos de la energía eléctrica y productos asociados adquiridos para suministrar dicho servicio y,
- Enviar señales de mercado para la toma de decisiones de los participantes del mercado (incentivos para la inversión), usuarios finales (incentivos para consumos más eficientes) y SSB (incentivos para competir en igualdad de condiciones y en cumplimiento con las obligaciones que la Comisión determine para dichos efectos).

9.2 Impacto Económico

La presente metodología tarifaria ha permitido transitar de un esquema tarifario de ajuste automático[9] hacia un esquema de reconocimiento de costos eficientes con la finalidad de que el SSB obtenga el ingreso estimado necesario para cubrir los costos asociados a las distintas actividades de la industria eléctrica y con ello, garantizar la continuidad de los servicios.

Por lo anterior, en 2018, se estableció una recuperación del costo eficiente de generación por un valor que asciende a $294 mil millones de pesos, además de un ingreso recuperable estimado que, incluye los costos que resultan de las tarifas reguladas de las actividades de transmisión, distribución, la operación del SSB, la operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, el cual asciende a $173 mil millones de pesos.

Dicho costo se actualizó como resultado del análisis y evaluación de la información soporte que CFE SSB entregó a la Comisión, a fin de reconocer las variaciones en el mismo como consecuencia de un mayor consumo de combustibles y mayores compras en el MEM. Por lo tanto, el costo eficiente de generación de 2018 se estableció en $313 mil millones de pesos.

9.3 Impacto Social

Las TFSB que resultan de la metodología se aplican únicamente al 10% de los usuarios del servicio eléctrico, los cuales representan el 66.3% del consumo de electricidad. Para el 90% de los usuarios atendidos que conforman los sectores doméstico y agrícola, que representan el 33.7% del consumo de energía eléctrica, se aplican las tarifas finales de energía eléctrica del Suministro Básico que estableció la SHCP en los Acuerdos 123/2017, 124/2017 y 125/2017, publicados en el DOF el pasado 30 de noviembre de 2017.

A través de este mecanismo de fijación de tarifas eléctricas expedido por la SHCP, se coadyuva a la economía de las familias mexicanas al permitirles el acceso a la energía eléctrica a precios asequibles e incidir en el bienestar y calidad de vida de la población, además se fomenta la productividad y competitividad de los productores agrícolas, ya que permiten mantener sin variación el costo de la energía eléctrica para fomentar el desarrollo rural nacional.

[9] Como se describió en la sección 3.1 dicho esquema se actualizaba con base en las variaciones de los precios de los combustibles y la inflación nacional.

10. Aplicación de recursos humanos, financieros y presupuestarios

10.1 Programa de trabajo

El cálculo y ajuste de las TFSB se ejecuta mensualmente, lo cual implica una serie de actividades secuenciales que, de manera general, involucran la recepción de información, revisión y actualización de las bases de cálculo, así como el cálculo de las propias TFSB. Asimismo, permanentemente se colabora en conjunto con la SHCP, la SENER y CFE SSB, para dar seguimiento a la evolución de las tarifas eléctricas y con la finalidad de identificar mecanismos adicionales que procuren los principios tarifarios previstos.

10.2 Presupuesto y calendario de gasto autorizado

Los recursos humanos y presupuestales de las Unidades Administrativas mencionadas en el numeral 1.7, utilizados para llevar a cabo las actividades relacionadas con las TFSB, son los asignados para su operación normal. No se cuenta con un registro presupuestal desagregado a este nivel de actividad.

10.3 Vinculación con las Unidades Administrativas

El desarrollo y emisión de las TFSB fue resultado de la colaboración entre las Unidades Administrativas de la Comisión. Principalmente, la Dirección General de Análisis Económico del Sector Eléctrico elaboró el proyecto de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB; desarrolló las bases de cálculo, y definió el proceso para la determinación, revisión y ajuste de las mismas, de conformidad con el artículo 36, fracciones IV, V y XXI, del RICRE.

Posteriormente, dicha metodología fue propuesta por la Unidad de Electricidad al Órgano de Gobierno de la Comisión, para su aprobación. Por otro lado, la Unidad de Asuntos Jurídicos revisó y validó el marco jurídico aplicable a la metodología y el Órgano de Gobierno aprobó dicha metodología a través del Acuerdo A/058/2017 y sus actualizaciones.

Finalmente, la Secretaría Ejecutiva coordinó las notificaciones de la determinación del cálculo de las TFSB al SSB. Lo anterior de conformidad con los artículos 18, fracción VIII, 27, fracción XIII, y 32, fracción II, del RICRE.

La Comisión publicó la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las TFSB en noviembre de 2017 y realizó las actualizaciones correspondientes, con la finalidad de cumplir con los objetivos de i) recuperar los costos anuales eficientes en los que incurre el servicio de Suministro Básico asociados a cada una de las actividades que conforman la cadena de valor, y ii) transitar de forma gradual hacia el nuevo esquema tarifario, para permitir que el SSB y los usuarios finales se adapten a dicho esquema conforme a sus estrategias de negocio y consumo.

Los cargos tarifarios que se aplican a los usuarios del Suministro Básico, conforme a esta metodología (distintos a los aplicados a usuarios domésticos y a las actividades de riego agrícola), contemplan los cargos asociados a las Tarifas Reguladas de transmisión, distribución, operación del CENACE, Operación del SSB y Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como el costo de la energía, potencia y CEL que se necesiten para atender la demanda de los consumidores.

11. Relación de anexos

1. **A/045/2015**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.
2. **Actualización de tarifas** que aplicará CFE Transmisión empresa productiva de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.
3. **Actualización de tarifas** que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.
4. **A/074/2015**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.
5. **Actualización de las tarifas** que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.
6. **Actualización de las tarifas** que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.
7. **A/075/2015**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el año 2016.
8. **A/057/2016**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017.
9. **A/001/2017**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para los meses de febrero a diciembre del año 2017.
10. **A/068/2017**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 y hasta el 28 de febrero de 2018.
11. **A/004/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de marzo de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018.
12. **A/023/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de agosto de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

13. **A/058/2017**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos durante el periodo que comprende del 1 de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018.
14. **A/045/2016**, Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite opinión respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar los contratos de cobertura eléctrica basados en los costos de las centrales eléctricas legadas y los contratos de las centrales externas legadas.
15. **A/061/2017**, Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que determina las tarifas finales del suministro básico aplicables durante diciembre de 2017.
16. **A/001/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica el acuerdo primero del diverso A/058/2016.
17. **A/002/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica los acuerdos tercero y cuarto del diverso A/061/2017.
18. **A/017/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica los diversos A/058/2016 y A/058/2017, relativos a las tarifas finales del suministro básico, para el periodo de abril a diciembre de 2018.
19. **A/032/2018**, Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía modifica el Anexo B del Acuerdo A/017/2018, relativo a las Tarifas Finales del Suministro Básico, para el periodo de septiembre a diciembre de 2018.

ANEXOS

CRE
COMISIÓN
REGULADORA
DE ENERGÍA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/045/2015

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS QUE APLICARÁ LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD POR EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERIODO TARIFARIO INICIAL QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2016 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

RESULTANDO

Primero. Que el Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Nacional de Energía establecen el objetivo de asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.

Segundo. Que el 30 de junio de 2015 la Secretaría de Energía (Sener) emitió el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (Prodesen) que incluye el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT).

Tercero. Que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que entrará en operación en 2016, precisa para su funcionamiento eficiente que los participantes conozcan con antelación las tarifas de transmisión.

Cuarto. Que garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes de transmisión, requiere de regulación económica que por un lado aseguren los costos eficientes de la prestación del servicio por parte de los Transportistas y por otro, que los cargos o tarifas a los usuarios por el servicio sean eficientes, transparentes, y predecibles.

CONSIDERANDO

Primero. Que el Artículo 41, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, establece que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) dispone de la facultad para regular el servicio público de Transmisión de Electricidad.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Segundo. Que el Artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (la LIE) establece que el Estado es el titular de la prestación del servicio público de Transmisión de electricidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos establecidos por la LIE.

Tercero. Que el Artículo 4, segundo párrafo, de la LIE define que la actividad de transmisión de electricidad es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos de dicho ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

Cuarto. Que los artículos 12, fracción IV, y 138 de la LIE establecen para la Comisión facultades para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la transmisión de electricidad, incluidas las metodologías para determinarlas.

Quinto. Que, en tanto esta Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y el Artículo 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la prestación del servicio de transmisión, durante un periodo tarifario inicial que tendrá una vigencia de tres años contados a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018 y que, en su caso, se extenderá hasta que se expidan las disposiciones administrativas a que se refiere este mismo Considerando.

Sexto. Que dichas tarifas reguladas deben expedirse bajo principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de un mercado competitivo enfocado a proteger los intereses de los usuarios, sin reconocer contraprestaciones y precios que se aparten de dichos principios.

Séptimo. Que, de acuerdo con el Artículo Cuarto Transitorio de la LIE, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizará la separación contable, operativa, funcional y legal que corresponda, entre otras, a las actividades de transmisión, conforme a los términos que establezca la Sener.

Octavo. Que dicho proceso de separación implica que la CFE identifique y diferencie los activos de las actividades relacionadas con el servicio público de transmisión y del servicio público de distribución, de tal suerte que será hasta ese momento que se puedan identificar los costos recuperables en los que incurrirán, el Estado como titular del servicio público de transmisión y los titulares de los contratos que se celebren en términos del Artículo 2 de la LIE, relacionados con la Transmisión de energía eléctrica.

Noveno. Que el Artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y tarifas reguladas deberán tener como objetivo en materia de transmisión, entre otros: **(i)** promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, **(ii)** garantizar la continuidad de los servicios, **(iii)** evitar la discriminación indebida, **(iv)** promover el acceso abierto a la RNT y a las Redes Generales de Distribución (RGD) y **(v)** proteger los intereses de los Participantes del Mercado y de los Usuarios Finales.

Décimo. Que el mismo artículo 140, fracción II, de la LIE, igualmente señala como objetivos de la determinación de las tarifas reguladas de los servicios de transmisión eléctrica, que permitan obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la Comisión, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Undécimo. Que para asegurar que el régimen tarifario de transmisión garantice el cumplimiento de los objetivos y principios establecidos en la LIE y en su Reglamento, procurando una transición ordenada hacia la operación del MEM, es conveniente establecer un periodo tarifario inicial para el nuevo régimen, donde se aseguren: (i) la estabilidad de precios y su predictibilidad, (ii) la transparencia, (iii) la recuperación de costos, (iv) la factibilidad y (v) la eficiencia en la regulación tarifaria.

Duodécimo. Que la CFE ha proporcionado a la Comisión los estados financieros auditados, los cuales contienen los costos ejercidos en actividades de transmisión, susceptibles de ser utilizados para el cálculo de las tarifas aplicables durante el periodo tarifario inicial, conforme a lo establecido en los considerados Undécimo al Vigésimo cuarto siguientes.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimotercero. Que, para efecto del cálculo de la tarifa correspondiente al servicio público de Transmisión, la Comisión analizó la información presentada por la CFE, tomando en consideración la información presentada en sus estados financieros auditados, los costos reportados por proceso, así como la pertinencia del modelo de asignación de costos y las proyecciones de demanda y energía de dicha empresa.

Decimocuarto. Que en los estados financieros de CFE entregados a la Comisión se presentan los costos de explotación desglosados por función, es decir, separados por costos asociados a la generación, transmisión, distribución, comercialización y servicios administrativos.

Decimoquinto. Que, de los costos de explotación asociados a los distintos procesos mencionados en el Considerando Decimocuarto anterior, la Comisión solo tomó en cuenta aquellos costos vinculados a la prestación del servicio público de transmisión eléctrica para la elaboración del cálculo de la tarifa.

Decimosexto. Que, para cada una de las funciones citadas en el Considerando Decimocuarto, los costos se encuentran desglosados por remuneraciones y prestaciones al personal, mantenimiento y servicios generales por contrato, materiales de mantenimiento y consumo, impuestos y derechos, gastos en energéticos, fuerza comprada, energía porteada, así como el pago por capacidad a los productores externos de energía (PEE), el cual la CFE considera como un costo de activos y no de explotación.

Decimoséptimo. Que, en lo concerniente a las remuneraciones y prestaciones al personal, se incluye el costo de las obligaciones laborales asociado a cada función.

Decimoctavo. Que, además de la información provista por CFE en sus estados financieros, también se tomó en cuenta un desglose por concepto de costos de obligaciones laborales, depreciación, aprovechamiento, intereses y otros gastos financieros; así como gastos de arrendamiento financiero y otros costos indirectos relacionados a oficinas nacionales.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimonoveno. Que el modelo de asignación de costos tiene como objetivo el reparto equitativo del costo entre los diferentes usuarios de la energía eléctrica y una ruta de eficiencia en la prestación del servicio.

Vigésimo. Que los costos mencionados en el Considerando Decimocuarto pueden agruparse en dos apartados: de explotación y de activos. Los costos de explotación están integrados por los conceptos de salarios y prestaciones, energéticos, fuerza comprada, mantenimiento, materiales, impuestos, otros gastos e indirectos de oficinas nacionales. Los costos de activos consideran los conceptos de depreciación, aprovechamiento, intereses, así como el pago por capacidad a los PEE.

Vigésimo primero. Que el modelo de asignación de costos implícitamente reconoce un retorno al capital equivalente al monto del aprovechamiento reportado por CFE.

Vigésimo segundo. Que para fines de asignación de costos por actividad es necesario adaptarlos y reclasificarlos en: generación, transmisión, distribución, y suministro.

Vigésimo tercero. Que los costos de explotación de cada proceso se asignan a los distintos usuarios en forma directamente proporcional a la energía suministrada, y afectada por factores de elevación que toman en cuenta las pérdidas de energía desde la central generadora hasta el punto de conexión con el usuario, en función del nivel de tensión de suministro. Los usuarios de un nivel tarifario se consideran como un grupo.

Vigésimo cuarto. Que los costos de activos de cada proceso se asignan a los distintos usuarios en forma directamente proporcional a su demanda, también afectada con factores de elevación que toman en cuenta las pérdidas de energía desde la central generadora hasta el punto de conexión con el usuario.

Vigésimo quinto. Que la Comisión efectuó una estimación de los costos de la CFE por prestar el servicio de transmisión eléctrica para el periodo 2015-2018, con base en los costos ejercidos y reportados por dicha empresa para 2014, así como sus tasas de crecimiento anuales esperadas.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Vigésimo sexto. Que el periodo tarifario inicial comprenderá los años de 2016, 2017 y 2018.

Vigésimo séptimo. Que la determinación de tarifas se compone fundamentalmente de dos pasos secuenciales. En el primero se determina el ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica, ajustado con base en un factor de eficiencia, y en el segundo, se asigna dicho ingreso requerido a los diferentes usuarios del servicio por medio de la aplicación de tarifas.

Vigésimo octavo. Que el ingreso requerido IR autorizado a CFE para la prestación del servicio público de transmisión para el periodo tarifario inicial estará conformado por: el retorno sobre el capital y depreciación C, los costos de operación, mantenimiento y administración OMA, y un ajuste por mejoras de eficiencia X en los costos de operación, mantenimiento y administración (costos OMA) para los años 2017 y 2018:

$$IR = C + OMA - X.$$

Vigésimo noveno. Que los costos OMA reconocidos se determinarán con base en los costos históricos de explotación reportados por la CFE y proyectados para el periodo tarifario antes referido.

Trigésimo. Que las pérdidas de energía a nivel de transmisión reconocidas corresponden al valor inercial reportado por la CFE y se mantienen constantes a lo largo del periodo tarifario inicial.

Trigésimo primero. Que con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de la transmisión, desde el periodo tarifario inicial, se definió una trayectoria de eficiencia de 1% anual para 2017 y 2018, con respecto al monto de costo total inercial para estos años. Dicha trayectoria se determina con base en un estudio realizado por esta Comisión a partir del cual se traza la ruta de eficiencia en los costos de operación y mantenimiento para la actividad de transmisión.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Trigésimo segundo. Que, de acuerdo con el Artículo Segundo Transitorio de la LIE, los Contratos de Interconexión Legados otorgados o tramitados al amparo de la extinta Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica continuarán rigiéndose por la disposiciones de dicha Ley y, por lo tanto, los cargos de transmisión que les corresponden seguirán siendo determinados por las metodologías aprobadas para tal efecto por la Comisión y los ingresos que generen se substraerán del ingreso requerido autorizado a CFE para la prestación del Servicio Público de Transmisión eléctrica.

Trigésimo tercero. Que derivado de lo anterior se determina el ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión, así como otros parámetros para la determinación tarifaria en el periodo tarifario inicial, de acuerdo con lo siguiente:

Composición del ingreso requerido Millones de pesos			
	2016	2017	2018
Costos de explotación	21 833	22 353	22 477
Costos de activos	22 854	22 425	22 549
Ingreso requerido	44 687	44 777	45 025

Nota: Los costos de explotación hacen referencia a los costos OMA mencionados en el Considerando Vigésimo noveno, mientras que los costos de activos aluden al componente del retorno sobre el capital y depreciación de activos mencionados en el Considerando Vigésimo cuarto.

Trigésimo cuarto. Que con base en el ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica para 2016, expuesto en el Considerando Trigésimo tercero anterior, se realizarán los ajustes anuales del ingreso requerido de CFE para 2017 y 2018, y dichas estimaciones estarán sujetas al ajuste por eficiencia mencionado en el Considerando Trigésimo primero, así como por un factor de ajuste por inflación, un ajuste por tipo de cambio y un tercer factor de ajuste que tomará en cuenta aquellas inversiones adicionales que resulte necesario reconocer dentro del ingreso requerido de CFE, en virtud de su inclusión dentro del Prodesen y cuya ejecución haya sido aprobada y presupuestada por la Sener.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Trigésimo quinto. Que el ingreso requerido de los servicios relacionados con la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión realizada por medio de contratos o asociaciones que celebre el Estado, referidas en los Artículos 30, 31 y 32 de la LIE, así como el ingreso requerido derivado, en su caso, del desarrollo de proyectos de Temporada Abierta o Corriente Directa previstos en el Prodesen, serán determinados y agregados al ingreso requerido autorizado a la CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica estimado conforme a la regulación que para tal efecto se emita, cuando estos sean aprobados e instruidos por la Sener.

Trigésimo sexto. Que los usuarios de la RNT son tanto generadores como suministradores o usuarios calificados, por lo que para la asignación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica se debe definir la proporción que se asigne a estos dos grupos. Para ello, y tomando en cuenta la experiencia internacional, con el propósito de reforzar las señales de localización eficiente principalmente aportadas por el diseño de precios nodales del MEM, se establece que estos costos se asignen en una proporción de 70% a los consumidores y 30% a los generadores.

Trigésimo séptimo. Que, para hacer efectivos los principios de regulación tarifaria de transparencia, estabilidad, factibilidad, eficiencia y predictibilidad en los cargos para los usuarios, el diseño de los cargos se realizará por medio de una modalidad de "estampilla postal" determinada con base en las inyecciones o extracciones de energía que cada generador, suministrador o usuario calificado hace de la RNT. La ponderación estará en función del nivel de tensión en el que se haga uso de la red, a manera de reflejar los costos marginales de capacidad de largo plazo (CMCLP) de desarrollar dicha red hasta ese punto. Las redes de transmisión están integradas por infraestructura en dos rangos de tensión. El primero en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y el segundo para tensiones menores a 220 kV. Los costos marginales para desarrollar estas redes son diferentes, habiendo usuarios que operan en niveles de tensión que requieren el uso de ambos grupos de infraestructura de transmisión.

Trigésimo octavo. Que estos CMCLP de desarrollar la red de Transmisión están diferenciados por dos bloques de niveles de tensión, derivando en los siguientes factores de localización por nivel de tensión:

SECRETARÍA EJECUTIVA

Factores de ponderación por nivel de tensión		
Nivel de tensión	**Generadores** Generadores interconectados	**Consumidores** Servicios de suministro
Tensión ≥220 kV	0.55	0.44
Tensión < 220 kV	1.00	1.00

Trigésimo noveno. Que, conforme a los factores de localización por nivel de tensión del Considerando Trigésimo octavo anterior y la asignación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica del Considerando Trigésimo tercero, las tarifas para los usuarios de generación y demanda (consumidores) se pueden expresar como:

$$Td_{i,j} = 70\%IRn \times 1/(MWhd_{i,j} + MWhd_{k,j} * FPd_{i,j})$$

$$Tg_{i,j} = 30\%IRn \times 1/\ (MWhg_{i,j} + MWhg_{k,j} * FPg_{i,j})$$

Dónde: $Td_{i,j}$ es la tarifa aplicable al consumidor *i* conectado en el nivel de tensión *j*, IR_n es el ingreso requerido estimado neto anual; $FPd_{i,j}$ es el factor de ponderación del nivel de tensión *i* al cual se encuentra conectada la demanda; $MWhd_{i,j}$ es la extracción de energía del usuario y $MWhd_{k,j}$ es la demanda de energía del resto los consumidores. $Tg_{i,j}$ es la tarifa aplicable a generador *i* conectado en el nivel de tensión *j*, $FPg_{i,j}$ es el factor de ponderación del nivel de tensión *i* al cual se encuentra conectado el generador, $MWhg_{i,j}$ es la inyección de energía del generador y $MWhg_{k,j}$ es la generación total inyectada a la red por el resto de los generadores. Los factores de ponderación se determinan conforme al Considerando Trigésimo séptimo anterior.

Cuadragésimo. Que, derivado de los considerandos anteriores y de acuerdo con la proyección de la demanda, se determinan las tarifas de transmisión siguientes para 2016:

SECRETARÍA EJECUTIVA

Tarifas de transmisión de energía eléctrica pesos/kWh		
Nivel de tensión	**Generadores** Generadores interconectados	**Consumidores** Servicios de suministro
Tensión ≥ 220 kV	0.0499	0.0625
Tensión < 220 kV	0.0904	0.1424

Notas:

1. *La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el MEM, y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones.*
2. *La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones.*

Cuadragésimo primero. Que, al terminar el periodo tarifario se realizará una conciliación del ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica generado en exceso o déficit por los siguientes conceptos: **(i)** el valor real registrado de los ingresos por porteo de los permisionarios al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, **(ii)** por activos o contratos que sean agregados o transferidos a la actividad de transmisión, derivado del proceso de separación contable mencionado en los Considerandos Séptimo y Octavo, y realizado de conformidad con lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general en materia de contabilidad regulatoria paras las actividades reguladas de electricidad que para tal efecto emita esta Comisión. El ingreso en exceso o deficitario del autorizado será trasladado al siguiente periodo tarifario.

Cuadragésimo segundo. Que, cuando la Comisión determine que la CFE aplicó cargos y tarifas por arriba de la tarifa aprobada, dicha empresa deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que la CFE liquide su adeudo con dicho usuario. Sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a derecho.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Cuadragésimo tercero. Que se autoriza que, durante el periodo tarifario inicial, las tarifas se actualicen anualmente aplicando, para el año que corresponda, el factor de ajuste por inflación de precios al productor de conformidad con el Anexo Único del presente Acuerdo y el promedio de los tipos de cambio diario observados durante el año para el que se está haciendo el ajuste, con base en el Tipo de Cambio para solventar obligaciones denominadas en dólares de los EE. UU., pagaderas en la República Mexicana, publicado en el Diario Oficial de la Federación, por Banco de México. Para dichos ajustes se considerará que los costos totales de CFE se afectan en un 10% por la variación del tipo de cambio y el 90% restante por la inflación nacional.

Cuadragésimo cuarto. Que, para la aplicación de la regulación tarifaria posterior al periodo tarifario inicial, la metodología de asignación de cargos a los usuarios seguirá sujetándose a los principios de estabilidad, transparencia y predictibilidad determinados en este Acuerdo. Dicha metodología podrá consistir de una estampilla postal, pudiendo revisar el número y el valor de los factores de ponderación por nivel de tensión, de acuerdo a una actualización de los costos del desarrollo de la red y del desempeño del MEM. Asimismo, la metodología podrá incluir ajustes al ingreso requerido en razón del cumplimiento de los criterios de confiabilidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio de transmisión que emita esta Comisión.

Cuadragésimo quinto. Que, en la aplicación de la metodología a que se refiere el considerando Cuadragésimo cuarto anterior, la Comisión realizará una actualización de los costos eficientes de operación y mantenimiento, así como del valor óptimo de los activos para prestar de manera eficiente el servicio público de transmisión, la cual se realizará con base en estudios comparativos con otras empresas de transmisión –nacionales y extranjeras—de acuerdo con las mejores prácticas internacionales y con una estructura de costos y condiciones de operación similares así como a partir de estudios que se efectúen con base en datos sobre el desempeño histórico de los costos de operación y mantenimiento de la CFE.

Cuadragésimo sexto. Que la Comisión tiene plenas facultades para la determinación y expedición de las tarifas reguladas para los servicios de transmisión, mismas que CFE publicará en el Diario Oficial de la Federación, habida cuenta de que la transmisión es una área estratégica y el transportista

SECRETARÍA EJECUTIVA

requiere que su tarifa le genere efectos jurídicos ante terceros, pues se trata de un servicio público de acceso abierto que se lleva a cabo por cuenta de la Nación.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, IV, X y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, último párrafo segundo, 4, último párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 27138, fracción I, 140, fracciones I y II, Cuarto, Sexto y Décimo Noveno, Transitorios, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, esta Comisión toma el siguiente:

A C U E R D O

Primero. Se expiden las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión de energía eléctrica.

Segundo. Se establece el periodo tarifario inicial de aplicación de regulación tarifaria del servicio público de transmisión de energía eléctrica conforme a los considerandos del Noveno al Vigésimo cuarto, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Tercero. Se autoriza el siguiente ingreso requerido a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica para el periodo tarifario inicial:

Composición del ingreso requerido
Millones de pesos

	2016	2017	2018
Costos de explotación	21 833	22 353	22 477
Costos de activos	22 854	22 425	22 549
Ingreso requerido	44 687	44 777	45 025

Nota: Los costos de explotación hacen referencia a los costos OMA mencionados en el Considerando Vigésimo noveno, mientras que los costos de activos aluden al componente del retorno sobre el capital y depreciación de activos mencionados en el Considerando citado.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Cuarto. Se determinan las tarifas siguientes para el periodo de aplicación de 2016, mismas que podrán ser sujetas de actualizaciones conforme a lo versado en el Considerando Trigésimo cuarto y Cuadragésimo tercero:

Tarifas de transmisión de energía eléctrica
pesos / kWh

Nivel de tensión	**Generadores** Generadores interconectados	**Consumidores** Servicios de suministro
Tensión ≥ 220 kV	0.0499	0.0625
Tensión < a 220 kV	0.0904	0.1424

Notas:

1. *La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el MEM, y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones.*
2. *La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones.*

Quinto. La CFE deberá entregar, en los formatos que esta Comisión determine, toda la información que sea necesaria para la realización de los estudios a que se refieren los Considerandos Cuadragésimo cuarto y Cuadragésimo quinto concernientes a la evaluación de los costos eficientes del periodo posterior a este periodo tarifario inicial.

Sexto. CFE deberá publicar las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión de energía eléctrica señaladas en el Resolutivo Cuarto anterior en el Diario Oficial de la Federación, de conformidad con el Considerando Cuadragésimo sexto.

Séptimo. Notifíquese el presente Acuerdo a la Comisión Federal de Electricidad, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y, consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Av. Horacio 1750, Col. Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, C. P. 11510, México, D. F.

Octavo. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/045/2015** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 7 de septiembre de 2015.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano
Presidente

Marcelino Madrigal Martinez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

ANEXO ÚNICO

FACTOR DE AJUSTE POR INFLACIÓN

El factor de ajuste por inflación FAI_a se determinará cada año calendario de la siguiente manera:

$$FAI_a = \frac{IPP_{\text{Octubre}}}{IPP_{\text{Octubre t-1}}}$$

$IPP_{Octubre}$ es un índice de precios productor que se determinará para el mes de octubre como un promedio ponderado de doce índices seleccionados de Precios Productor, Producción total, Clasificación por origen (SCIAN 2007) del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (Inegi), de la siguiente manera:

$$IPP_{\text{Octubre}} = \sum_{d=1}^{12} \delta_d \times IPP_{\text{Octubre}}$$

El subíndice d expresa a cada una de las once actividades seleccionadas de la industria manufacturera y el sector de la construcción. Las actividades y el sector seleccionados, así como los valores de sus correspondientes coeficientes δ son:

Código SCIAN[1]	Actividad	δ
321	Industria de la madera	0.012
325	Industria química	0.112
326	Industria del plástico y del hule	0.034
327	Fabricación de productos a base de minerales no metálicos	0.045
331	Industrias metálicas básicas	0.096
332	Fabricación de productos metálicos	0.034
333	Fabricación de maquinaria y equipo	0.032

[1] Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte.

334	Fabricación de equipo de computación, medición y de otros equipos, componentes y accesorios electrónicos	0.126
335	Fabricación de accesorios, aparatos eléctricos y equipo de generación de energía eléctrica	0.053
336	Fabricación de equipo de transporte	0.204
339	Otras industrias manufactureras	0.026
23	Construcción	0.227

NOTA: Los índices de precios, denotados $IPP_{d\,Octubre}$, serán los comunicados, a solicitud de la Comisión Reguladora de Energía, por el Inegi, clasificación por origen de la producción total, base junio 2012 igual a 100, o los que los sustituyan.

DOF: 16/01/2017

ACTUALIZACIÓN de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.- Dirección General.

ACTUALIZACIÓN DE TARIFAS QUE APLICARÁ CFE TRANSMISIÓN EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD POR EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERÍODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2017 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2017.

CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 146 de la Ley de la Industria Eléctrica y en ejercicio de las atribuciones a que se refieren las fracciones I y XVI del artículo 17 del Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Transmisión, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2016, y de conformidad con lo establecido en el Acuerdo A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015, mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía, expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica, actualizadas a través del oficio SE/UAE/47635/2016 de la Comisión Reguladora de Energía, publica la Actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el período que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

Tarifas de transmisión de energía eléctrica pesos /kWh		
Nivel de tensión	**Generadores** Generadores interconectados	**Consumidores** Servicio de suministro
Tensión ≥ 220 kV	0.0531	0.0668
Tensión < 220 kV	0.0961	0.1521

Notas:

1. La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones.
2. La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones.

Atentamente

Ciudad de México, a 5 de enero de 2017.- El Director General de CFE Transmisión, **Noé Peña Silva**.- Rúbrica.

(R.- 443631)

DOF: 29/01/2018

ACTUALIZACIÓN de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.- Dirección General.

ACTUALIZACIÓN DE TARIFAS QUE APLICARÁ CFE TRANSMISIÓN EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD POR EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2018 AL 31 DE DICIEMBRE DE 2018.

CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 146 de la Ley de la Industria Eléctrica y en ejercicio de las atribuciones a que se refieren las fracciones I y XVI del artículo 17 del Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Transmisión, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2016, y de conformidad con lo establecido en el Acuerdo A/045/2015, del 7 de septiembre de 2015, mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica, actualizadas a través del oficio EU-240/13952/2018 de la Comisión Reguladora de Energía, publica la Actualización de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

Tarifas de transmisión de energía eléctrica pesos /kWh		
Nivel de tensión	**Generadores** Generadores interconectados	**Consumidores** Servicio de suministro
Tensión ≥ 220 kV	0.0553	0.0696
Tensión < 220 kV	0.1002	0.1585

Notas:

1. La tarifa para generadores aplica a todos los generadores que participen en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y para inyecciones de energía en el primer punto de interconexión del territorio nacional asociado a importaciones.

2. La tarifa para consumidores es aplicable a todos los Usuarios Calificados participantes de Mercado, Suministradores, Comercializadores que adquieran energía en el MEM o sus representantes, y extracciones de energía en el último punto de conexión del territorio nacional asociado a exportaciones.

Atentamente

Ciudad de México, a 22 de enero de 2018.- El Director General de CFE Transmisión, **Noé Peña Silva**.- Rúbrica.

(R.- 461686)

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS QUE APLICARÁ LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD POR EL SERVICIO PÚBLICO DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DURANTE EL PERIODO TARIFARIO INICIAL QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2016 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

RESULTANDO

Primero. Que el Plan Nacional de Desarrollo y la Estrategia Nacional de Energía establecen el objetivo de asegurar el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país.

Segundo. Que el 30 de junio de 2015 la Secretaría de Energía (Sener) emitió el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (Prodesen), que incluye el Programa de Ampliación y Modernización de la Redes Generales de Distribución (RGD).

Tercero. Que el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que está próximo a entrar en operación, precisa para su funcionamiento eficiente que los participantes conozcan con antelación las tarifas de distribución.

Cuarto. Que garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las redes de distribución, requiere de regulación económica que por un lado asegure los costos eficientes de la prestación del servicio por parte de los distribuidores y por otro, que los cargos o tarifas a los usuarios por el servicio sean eficientes, transparentes y predecibles.

CONSIDERANDO

Primero. Que el Artículo 41, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, establece que la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) dispone de la facultad para regular el servicio público de distribución de electricidad.

Segundo. Que el Artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que el Estado es el titular de la prestación del servicio público de distribución de electricidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos establecidos por la LIE.

Tercero. Que el Artículo 4, segundo párrafo, de la LIE define que la actividad de distribución de electricidad es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos de dicho ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

Cuarto. Que los artículos 12, fracción IV, y 138 de la LIE establecen para la Comisión facultades para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la distribución de electricidad, incluidas las metodologías para determinarlas.

Quinto. Que, en tanto esta Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y el Artículo 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la prestación del servicio de distribución, durante un periodo tarifario inicial que tendrá una vigencia de tres años, contados a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, y que, en su caso, se extenderá hasta que se expidan las disposiciones administrativas a que se refiere este mismo Considerando.

Sexto. Que dichas tarifas reguladas deben expedirse bajo principios que permitan el desarrollo eficiente de la industria y de un mercado competitivo enfocado a proteger los intereses de los usuarios, sin reconocer contraprestaciones y precios que se aparten de dichos principios.

Séptimo. Que, de acuerdo con el Cuarto Transitorio de la LIE, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) realizará la separación contable, operativa, funcional y legal que corresponda, entre otras, a las actividades de distribución, conforme a los términos que establezca la Sener.

Octavo. Que dicho proceso de separación implica que la CFE identifique y diferencie los activos de las actividades relacionadas con el servicio público de distribución, de tal suerte que será hasta ese momento que se puedan identificar los costos recuperables en los que incurrirán tanto el Estado como titular del

SECRETARÍA EJECUTIVA

servicio público de distribución como los titulares de los contratos que se celebren, en términos del Artículo 2 de la LIE, relacionados con la distribución de energía eléctrica.

Noveno. Que el Artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y tarifas reguladas deberán tener como objetivo en materia de distribución, entre otros: **(i)** promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, **(ii)** garantizar la continuidad de los servicios, **(iii)** evitar la discriminación indebida, **(iv)** promover el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las RGD y **(v)** proteger los intereses de los Participantes del Mercado y de los Usuarios Finales.

Décimo. Que el mismo artículo 140, fracción II, de la LIE, igualmente señala como objetivos de la determinación de las tarifas reguladas de los servicios de distribución eléctrica, que permitan obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la Comisión, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

Undécimo. Que para asegurar que el régimen tarifario de distribución garantice el cumplimiento de los objetivos y principios establecidos en la LIE y en su Reglamento, procurando una transición ordenada hacia la operación del MEM, es conveniente establecer un periodo tarifario inicial para el nuevo régimen, donde se aseguren: (i) la estabilidad de precios y su predictibilidad, (ii) la transparencia, (iii) la recuperación de costos, (iv) la factibilidad y (v) la eficiencia en la regulación tarifaria. Asimismo, se podrá incluir ajustes al ingreso requerido (IR) en razón del cumplimiento de los criterios de confiabilidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio público de distribución que emita esta Comisión.

Duodécimo. Que, para efecto del cálculo de la tarifa correspondiente al servicio público de distribución, la Comisión analizó la información presentada por la CFE, tomando en consideración sus estados financieros auditados, los costos reportados por proceso, la pertinencia del modelo de asignación de costos, las cantidades físicas de instalaciones asignadas al segmento de

SECRETARÍA EJECUTIVA

distribución, así como información sobre el mercado y pérdidas propias del segmento de distribución para el año base 2014.

Decimotercero. Que los costos pueden agruparse en dos conceptos: de explotación y de capital. Los costos de explotación están integrados por los conceptos de salarios y prestaciones, mantenimiento, materiales, otros gastos e indirectos de oficinas nacionales. Los costos de capital consideran los conceptos de depreciación y rentabilidad por los activos inmovilizados para la prestación del servicio.

Decimocuarto. Que, en la información proporcionada a la Comisión, la CFE presenta los costos de explotación desglosados por función; es decir, separados por costos asociados a la generación, transmisión, distribución, comercialización y servicios administrativos.

Decimoquinto. Que, además de la información provista por la CFE en sus estados financieros auditados, también se tomó en cuenta un desglose por concepto de pérdidas de energía, costos de obligaciones laborales, depreciación, aprovechamiento, intereses y otros gastos financieros; así como costos financieros y otros costos indirectos relacionados a oficinas nacionales.

Decimosexto. Que, de los costos de explotación asociados a los distintos procesos mencionados en el Considerando Decimocuarto anterior, la Comisión solo tomó en cuenta aquellos costos vinculados a la prestación del servicio público de distribución eléctrica para la elaboración del cálculo de la tarifa.

Decimoséptimo. Que se realizó la validación de la información de costos de explotación presentada de manera separada para cada División de distribución, con los estados financieros auditados.

Decimoctavo. Que, de acuerdo a la información proporcionada por CFE para el año base 2014, los costos de explotación correspondientes a las actividades de operación, mantenimiento y administración (OMA), comerciales, corporativos, costos financieros e impuestos, fueron desagregados en distribución y suministro básico de acuerdo a la siguiente proporción, 72 % para distribución y 28 % para la actividad de suministro.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimonoveno. Que, sobre la base de contabilidad desagregada de CFE se determinaron los costos de explotación para cada una de las 16 divisiones de distribución (Divisiones), y su segregación por nivel de tensión: media tensión (MT) y baja tensión (BT).

Vigésimo. Que, del análisis de la asignación de costos corporativos realizados por la CFE, surge la necesidad de realizar una nueva asignación de dichos costos por División utilizando para ello la cantidad de usuarios.

Vigésimo primero. Que, en lo concerniente a las remuneraciones y prestaciones al personal, se incluye el costo de las obligaciones laborales asociado a cada función.

Vigésimo segundo. Que, para fines de cálculo del costo de capital (CC) de cada una de las Divisiones, se define como base de capital regulatoria el valor a nuevo de reemplazo de los activos utilizados para la actividad de distribución; y se considera una vida útil promedio de 30 años para el cálculo de la depreciación regulatoria.

Vigésimo tercero. Que, el valor a nuevo de reemplazo resulta de valorizar a nuevo las instalaciones informadas por CFE para cada División, utilizando costos estándares obtenidos del catálogo de precios de CFE.

Vigésimo cuarto. Que para la estimación del costo de capital, además de la base de capital regulatoria, se estimó una tasa de retorno real de 10.07 % antes de impuestos, a través de la metodología de costo medio ponderado de capital, y se consideró una vida útil regulatoria de los activos de 30 años.

Vigésimo quinto. Que, particularmente para los activos cedidos en comodato a CFE de la extinta Luz y Fuerza, sólo se consideró la componente de depreciación de los activos previos a la toma de operación de dichos activos por parte de CFE.

Vigésimo sexto. Que las pérdidas aprobadas por la Comisión son las resultantes del análisis de la información presentada por CFE, expresadas como porcentajes de pérdidas de energía respecto a la energía ingresada a la red en cada una de las Divisiones.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Vigésimo séptimo. Que la valorización de las pérdidas efectivamente observadas se realizará de acuerdo a las Bases del Mercado Eléctrico.

Vigésimo octavo. Que la diferencia entre las pérdidas observadas y las reconocidas, y el resultado económico de que de ellas resulte, será asumido por el distribuidor, sea este un crédito o un débito a sus ingresos por la actividad de distribución.

Vigésimo noveno. Que, de la observación de los costos de explotación, pérdidas y mercado de cada División, y ante la necesidad de establecer ingresos requeridos eficientes para el periodo tarifario inicial, es necesario definir niveles de eficiencia para cada uno de los años de dicho período.

Trigésimo. Que los pasivos laborales incorporados dentro del IR para cada una de las Divisiones, para el año 2016, se indican en el Anexo A – Pasivos Laborales.

Trigésimo primero. Que los pasivos laborales que resulten deberán ser fondeados con el monto reconocido en las tarifas.

Trigésimo segundo. Que los pasivos laborales reconocidos en las tarifas podrán ser revaluados ante los resultados que se obtengan de las re-negociaciones futuras previstas en la ley.

Trigésimo tercero. Que, haciendo un análisis comparativo de las eficiencias relativas observadas entre las 16 Divisiones, se define un sendero de eficiencia para cada una de ellas, tanto en pérdidas técnicas, no técnicas y costos de explotación.

Trigésimo cuarto. Que, por ser la prestación del servicio de distribución un monopolio natural, que como tal tiene economías de escala, se incorpora un factor de economía de escala único para cada División.

Trigésimo quinto. Que la definición de los factores de economías de escala para cada División, de forma individual, requiere de una definición metodológica que será tratada durante el periodo tarifario inicial, como su cálculo para el próximo período.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Trigésimo sexto. Que el IR autorizado a la CFE para la prestación del servicio público de distribución para el año 2016 estará conformado por: el retorno sobre el capital y depreciación (CC), los costos de OMA, actualizando por inflación el IR eficiente del año base, y ajustado con los factores de eficiencia en costos de explotación y economía de escala.

Trigésimo séptimo. Que el periodo tarifario inicial comprenderá los años de 2016, 2017 y 2018.

Trigésimo octavo. Que la determinación de tarifas para cada uno de los años del período tarifario inicial se compone fundamentalmente de dos pasos secuenciales. En el primero se determina el IR autorizado a CFE por la prestación del servicio público de distribución eléctrica, y en el segundo, se asigna dicho IR a los diferentes tipos de usuarios del servicio, generando tarifas base las cuales son ajustadas incorporando un factor de inflación, un factor de eficiencia en costos de explotación, y un factor de economías de escala, específico para cada año del periodo tarifario inicial.

Trigésimo noveno. Que, siendo la información de base la del año 2014, y ante la necesidad de definir el IR para el período 2016-2018, la misma requiere ser ajustada por inflación conforme lo indicado en el Anexo B – Factor de Ajuste por Inflación.

Cuadragésimo. Que los factores de eficiencia en costos de explotación y el factor de economías de escala, se aplicará a partir del año 2017, y será específico para cada año, conforme lo indicado en el Anexo C – Factores de eficiencia de costos y de economía de escala.

Cuadragésimo primero. Que el modelo de asignación de costos tiene como objetivo el reparto equitativo del costo entre los diferentes tipos usuarios de la energía eléctrica y establecer una ruta de eficiencia en la prestación del servicio de distribución.

Cuadragésimo segundo. Que, con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de la distribución, se consideró un valor máximo reconocido de pérdidas no técnicas respecto a la energía ingresada de 5 %. Para las Divisiones que superen dicho porcentaje de pérdidas no técnicas se le reconocerá una trayectoria de reducción dentro del periodo con una reducción

SECRETARÍA EJECUTIVA

de 2.5 % por año, de aplicación para el segundo y tercer año del periodo tarifario inicial. Los valores reconocidos para cada División se presentan en el Anexo D – Pérdidas Técnicas y No Técnicas Reconocidas.

Cuadragésimo tercero. Que, con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de la distribución, se considera un valor máximo reconocido de pérdidas técnicas del 5 % respecto a la energía ingresada en Alta Tensión. Que, para las Divisiones que superen dicho porcentaje de pérdidas técnicas, se le reconocerá un sendero de reducción anual conforme al presentado en el Anexo D – Pérdidas Técnicas y No Técnicas Reconocidas, durante el periodo tarifario inicial.

Cuadragésimo cuarto. Que, derivado de lo anterior se determina el IR autorizado a CFE por la prestación del servicio público de distribución para 2016 para cada División, de acuerdo con lo siguiente:

DIVISIÓN	VAD MT	VAD BT
	[Miles de $]	[Miles de $]
BAJA CALIFORNIA	2 802 892	2 525 196
BAJIO	4 049 860	4 529 363
CENTRO OCCIDENTE	2 224 970	2 709 800
CENTRO ORIENTE	3 484 901	3 115 653
CENTRO SUR	3 652 456	2 585 635
GOLFO CENTRO	1 915 322	1 899 211
GOLFO NORTE	3 190 635	4 026 519
JALISCO	3 436 106	3 429 377
NOROESTE	3 264 943	3 409 912
NORTE	3 306 400	5 073 951
ORIENTE	4 129 323	3 449 095
PENINSULAR	1 938 180	2 375 630
SURESTE	3 329 775	4 536 662
VALLE MEXICO CENT	1 421 814	2 082 920
VALLE MEXICO NTE	2 409 086	2 494 038
VALLE MEXICO SUR	1 838 228	2 813 225
TOTAL	**46 394 891**	**51 056 187**

Cuadragésimo quinto. Que, para hacer efectivos los principios de regulación tarifaria de transparencia, estabilidad, factibilidad, eficiencia y predictibilidad en los cargos para las distintas categorías de usuarios y para cada División, la determinación de dichos cargos se realizó sobre la base de los patrones de consumo de los usuarios y del nivel de tensión en el que se haga uso de la red.

Cuadragésimo sexto. Que, con base en el IR autorizado a CFE por la prestación del servicio público de distribución eléctrica para 2016, expuesto en el Considerando Cuadragésimo cuarto, se calculan las tarifas autorizadas por la prestación del servicio público de distribución para dicho año.

DIVISIÓN	Tarifa DB1	Tarifa DB2	Tarifa PDBT	Tarifa GDBT	Tarifa GDMT
	Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes	Gran Demanda en Media Tensión
	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kW-mes	$/kW-mes
BAJA CALIFORNIA	0.62	0.71	0.57	164.20	76.40
BAJIO	0.93	0.80	0.76	300.57	79.66
CENTRO OCCIDENTE	1.25	1.07	1.02	402.72	125.92
CENTRO ORIENTE	1.20	1.03	0.98	388.58	125.61
CENTRO SUR	1.36	1.16	1.10	437.77	185.47
GOLFO CENTRO	0.91	0.74	0.92	308.94	102.15
GOLFO NORTE	0.68	0.55	0.68	228.03	48.18
JALISCO	1.36	1.17	1.11	439.99	133.04
NOROESTE	0.75	0.59	0.64	177.12	75.55
NORTE	1.18	1.04	1.11	299.87	63.78
ORIENTE	1.33	1.14	1.08	429.63	172.39
PENINSULAR	0.85	0.70	0.82	246.45	75.55
SURESTE	1.21	1.04	0.99	391.60	125.83
VALLE MEXICO CENT	0.69	0.59	0.56	222.72	55.70
VALLE MEXICO NTE	0.91	0.78	0.74	294.97	81.66
VALLE MEXICO SUR	0.87	0.75	0.71	281.83	63.21

Cuadragésimo séptimo. Que las tarifas indicadas en el Considerando Cuadragésimo sexto se corresponden con el cuadro tarifario vigente de la siguiente manera:

SECRETARÍA EJECUTIVA

Cuadro Tarifario Vigente	Cuadro Tarifario Simplificado
Tarifa 1	DB1/DB2
Tarifa 1A	DB1
Tarifa 1B	DB1
Tarifa 1C	DB1
Tarifa 1D	DB1
Tarifa 1E	DB1
Tarifa 1F	DB1
Tarifa 2	PDBT
Tarifa 3	GDBT
Tarifa 5	PDBT
Tarifa 5A	PDBT
Tarifa 6	PDBT/GDBT
Tarifa 9	GDBT
Tarifa 9CU	GDBT/GDMT
Tarifa 9M	GDMT
Tarifa 9N	GDBT/GDMT
Tarifa HM	GDMT
Tarifa HMC	GDMT
Tarifa OM	GDMT

Cuadragésimo octavo. Que las tarifas indicadas en la tabla del Considerando Cuadragésimo séptimo anterior permiten recuperar el ingreso de distribución sin pérdidas, por lo tanto, deben agregarse las pérdidas reconocidas por sobre las ventas a cada usuario. Para ello se calculan, basados en los niveles de pérdidas eficientes reconocidos, los factores de pérdidas para aplicar sobre la energía medida en 2016.

DIVISIÓN	BT	MT
BAJA CALIFORNIA	1.153945	1.010646
BAJIO	1.256225	1.023953
CENTRO OCCIDENTE	1.134384	1.015281
CENTRO ORIENTE	1.303908	1.018129
CENTRO SUR	1.411552	1.022964
GOLFO CENTRO	1.172325	1.016816

GOLFO NORTE	1.392461	1.011161
JALISCO	1.354496	1.011934
NOROESTE	1.181434	1.013286
NORTE	1.249104	1.026250
ORIENTE	1.303991	1.022741
PENINSULAR	1.251517	1.019918
SURESTE	1.249001	1.034820
VALLE MEXICO CENT	1.473152	1.008133
VALLE MEXICO NTE	1.727678	1.006909
VALLE MEXICO SUR	1.706530	1.009948

Cuadragésimo noveno. Que, ante el desarrollo de generación local por parte de usuarios de distribución, se define para el periodo tarifario inicial como tarifa de distribución de aplicación para estos casos, la tarifa indicada en el Considerando Cuadragésimo sexto, considerando el nivel de tensión correspondiente.

Quincuagésimo. Que, para los generadores conectados a las redes de distribución, se define como tarifa de distribución de aplicación para estos casos, el valor resultante de aplicar el coeficiente 0.95 a la tarifa indicada en el Considerando Cuadragésimo sexto, considerando el nivel de tensión correspondiente. Dicho coeficiente recoge beneficios para los usuarios y para el distribuidor por la presencia de generación en los niveles de tensión del distribuidor. La metodología y cálculo de este coeficiente de manera individual, por División, será realizado durante el período tarifario inicial.

Quincuagésimo primero. Que se autoriza que, durante el periodo tarifario inicial, las tarifas se actualicen anualmente aplicando para el año que corresponda, un factor de ajuste por inflación, un factor de ajuste por eficiencia de costos y por un tercer factor de ajuste por economía de escala.

Quincuagésimo segundo. Que las tarifas para los siguientes años del periodo tarifario inicial deben ser ajustadas conforme lo indicado en el Considerando Cuadragésimo por los factores de eficiencia y economía de escala indicados en el Anexo C – Factores de eficiencia y economía de escala.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Quincuagésimo tercero. Que se ha definido un sendero eficiente de reducción de pérdidas y el mismo debe ser considerado para todo el periodo tarifario inicial, en Anexo E – Factores de Pérdidas, se presentan los factores de pérdidas para los años del periodo tarifario inicial.

Quincuagésimo cuarto. Que cuando la Comisión determine que la CFE aplicó cargos y tarifas por arriba de la tarifa aprobada, dicha empresa deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que la CFE liquide su adeudo con dicho usuario, sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a derecho.

Quincuagésimo quinto. Que, para la aplicación de la regulación tarifaria posterior al periodo tarifario inicial, la metodología de asignación de cargos a los usuarios seguirá sujetándose a los principios de estabilidad, transparencia y predictibilidad determinados en este Acuerdo.

Quincuagésimo sexto. Que, en la aplicación de la metodología a que se refiere el Considerando Trigésimo octavo, la Comisión podrá realizar una actualización y/o ajuste de la metodología utilizada, y realizará una actualización de los costos eficientes de operación y mantenimiento, la determinación de los niveles de pérdidas eficientes, así como del valor óptimo de los activos para prestar de manera eficiente el servicio público de distribución.

Quincuagésimo séptimo. Que la Comisión tiene plenas facultades para la determinación y expedición de las tarifas reguladas para los servicios de distribución, mismas que CFE publicará en el Diario Oficial de la Federación, habida cuenta de que la distribución es una área estratégica y el distribuidor requiere que su tarifa le genere efectos jurídicos ante terceros, pues se trata de un servicio público de acceso abierto que se lleva a cabo por cuenta de la Nación.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, IV, V, X, XXIV y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores

SECRETARÍA EJECUTIVA

Coordinados en Materia Energética; 2, párrafo segundo, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 27, 30, 31, 32, 138, 140, fracciones I y II, Transitorios Cuarto, Sexto y Décimo Noveno de la Ley de la Industria Eléctrica; 47 del Reglamento de la Industria Eléctrica; 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; y, 1, 2, 6, fracción I y III, 16, fracción I, 24, fracción I, II, IV, VI y XVII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión toma el siguiente:

A C U E R D O

Primero. Se expiden las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial para el servicio público de distribución de energía eléctrica.

Segundo. Se establece el periodo tarifario inicial de aplicación de regulación tarifaria del servicio público de distribución de energía eléctrica conforme al Considerando Trigésimo séptimo, con una vigencia de tres años a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

Tercero. Se autoriza el siguiente IR a CFE por la prestación del servicio público de distribución eléctrica para el primer año del periodo tarifario inicial.

DIVISIÓN	VAD MT	VAD BT
	[Miles de $]	[Miles de $]
BAJA CALIFORNIA	2 802 892	2 525 196
BAJIO	4 049 860	4 529 363
CENTRO OCCIDENTE	2 224 970	2 709 800
CENTRO ORIENTE	3 484 901	3 115 653
CENTRO SUR	3 652 456	2 585 635
GOLFO CENTRO	1 915 322	1,899 211
GOLFO NORTE	3 190 635	4 026 519
JALISCO	3 436 106	3 429 377
NOROESTE	3 264 943	3 409 912
NORTE	3 306 400	5 073 951
ORIENTE	4 129 323	3 449 095
PENINSULAR	1 938 180	2 375 630

SECRETARÍA EJECUTIVA

DIVISIÓN	VAD MT	VAD BT
	[Miles de $]	[Miles de $]
SURESTE	3 329 775	4 536 662
VALLE MEXICO CENT	1 421 814	2 082 920
VALLE MEXICO NTE	2 409 086	2 494 038
VALLE MEXICO SUR	1 838 228	2 813 225
TOTAL	**46 394 891**	**51 056 187**

Cuarto. Se determinan las tarifas siguientes para el primer año del periodo tarifario inicial, correspondiente a 2016:

DIVISIÓN	Tarifa DB1	Tarifa DB2	Tarifa PDBT	Tarifa GDBT	Tarifa GDMT
	Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes	Gran Demanda en Media Tensión
	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kW-mes	$/kW-mes
BAJA CALIFORNIA	0.62	0.71	0.57	164.20	76.40
BAJIO	0.93	0.80	0.76	300.57	79.66
CENTRO OCCIDENTE	1.25	1.07	1.02	402.72	125.92
CENTRO ORIENTE	1.20	1.03	0.98	388.58	125.61
CENTRO SUR	1.36	1.16	1.10	437.77	185.47
GOLFO CENTRO	0.91	0.74	0.92	308.94	102.15
GOLFO NORTE	0.68	0.55	0.68	228.03	48.18
JALISCO	1.36	1.17	1.11	439.99	133.04
NOROESTE	0.75	0.59	0.64	177.12	75.55
NORTE	1.18	1.04	1.11	299.87	63.78
ORIENTE	1.33	1.14	1.08	429.63	172.39
PENINSULAR	0.85	0.70	0.82	246.45	75.55
SURESTE	1.21	1.04	0.99	391.60	125.83
VALLE MEXICO CENT	0.69	0.59	0.56	222.72	55.70
VALLE MEXICO NTE	0.91	0.78	0.74	294.97	81.66
VALLE MEXICO SUR	0.87	0.75	0.71	281.83	63.21

Quinto. Se determina para usuarios de distribución que desarrollen generación, para el periodo tarifario inicial, aplicar la tarifa de distribución, considerando el nivel de tensión correspondiente.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Sexto. Se determina para los generadores conectados a las redes de distribución, aplicar una tarifa del 95 % de la tarifa plena, considerando el nivel de tensión correspondiente.

Séptimo. Se determina el factor de ajuste por inflación indicado en el Anexo B – Factor de Ajuste por inflación.

Octavo. Se determinan los factores de eficiencia en costos de explotación y economías de escala para cada División indicados en el Anexo C - Factores de eficiencia de costos y de economía de escala

Noveno. Se determinan los factores de pérdidas para cada año del periodo tarifario inicial indicados en el Anexo E - Factores de Pérdidas.

Décimo. La CFE deberá entregar, en los formatos que esta Comisión determine, toda la información que sea necesaria para la realización de los estudios a que se refiere el Considerando Quincuagésimo sexto concernientes a la evaluación de los costos eficientes del periodo posterior a este periodo tarifario inicial.

Undécimo. La CFE deberá publicar las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial del servicio público de distribución de energía eléctrica señaladas en el Acuerdo Cuarto anterior en el Diario Oficial de la Federación, de conformidad con el Considerando Quincuagésimo séptimo.

Duodécimo. Notifíquese el presente Acuerdo a la Comisión Federal de Electricidad, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía y, consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley, y que el expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Av. Horacio 1750, Col. Polanco, Del. Miguel Hidalgo, C. P. 11510, México, D. F.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimotercero. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/074/2015** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 31 de diciembre de 2015.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

SECRETARÍA EJECUTIVA

DOF: 07/04/2017

ACTUALIZACIÓN de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

CFE Distribución empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.- Dirección General.

Asunto: Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

CFE Distribución Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, con fundamento en lo dispuesto por el artículo 146 de la Ley de la Industria Eléctrica, en ejercicio de las atribuciones a que se refieren las fracciones I y XVI del artículo 17 del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Distribución, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2016 y de conformidad con lo establecido en el Oficio SE/UAE/47636/2016, de la Comisión Reguladora de Energía, mediante el cual se actualizan las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017, que a la letra dice:

Hago referencia al Acuerdo A/074/2015 (el Acuerdo) del 31 de diciembre de 2015, mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, y en el cual se establecen los mecanismos de ajuste de dichas tarifas que deberá realizar la Comisión durante el periodo tarifario inicial.

Por otra parte, el Órgano de Gobierno de esta Comisión mediante Acuerdo A/037/2015 de fecha 16 de julio de 2015, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 29 de julio de 2015, delegó al Secretario Ejecutivo de la Comisión, entre otras, en su Acuerdo Primero, numeral 3, inciso a), los ajustes periódicos de tarifas, costos y precios determinados a partir de la aplicación de fórmulas cuyas únicas variables sean índices nacionales de precios cuya actualización corresponde a otras autoridades, entre ellos la autorización de los precios y costos aplicables a los servicios que presta la CFE.

En tales circunstancias, y atendiendo a la facultad conferida al que suscribe, a través del presente se actualizan y ajustan las tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica, establecido en los Considerandos Trigésimo noveno y Cuadragésimo, en términos de los Anexos B Factor de ajuste por inflación y C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala, del Acuerdo que serán aplicables del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017, de la siguiente manera:

1. La actualización de las tarifas de distribución debe considerar un factor de ajuste por inflación, uno por eficiencia en costos y uno de economías de escala, de acuerdo a la siguiente fórmula de indexación:

$$T_t^i = T_{t-1}^i \times (1 + Inflación - FEC - FEE)$$

Donde:

$T_{t,}^{i}$ es la tarifa del usuario de la categoría i en el periodo t.

$T_{t-1,}^{i}$ es la tarifa del usuario de la categoría i en el periodo t -1

$Inflación,$ es la variación entre el periodo t -1 y del t del Índice Nacional de Precios al Productor indicado en el siguiente punto.

$FEC,$ es el Factor de eficiencia de costos.

$FEE,$ es el Factor de economías de escala.

2. Para el cálculo del ajuste por inflación descrito en el punto anterior, se considera la variación del Índice Nacional de Precios al Productor para México en el mes de octubre con respecto al del mismo mes en el año inmediato anterior, en los términos establecidos en el Anexo B Factor de ajuste por inflación, del Acuerdo, con ello se obtiene un ajuste por inflación del 9.57%.

3. Conforme a lo dispuesto en el Anexo C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala, del Acuerdo, están dados en la tabla, siguiente:

DIVISIÓN	Factor de eficiencia en costos	Factor de economías de escala
Baja California	1.7%	1.0%
Bajío	0.1%	1.0%
Centro Occidente	0.0%	1.0%
Centro Oriente	1.3%	1.0%
Centro Sur	1.2%	1.0%
Golfo Centro	0.5%	1.0%
Golfo Norte	1.0%	1.0%
Jalisco	0.9%	1.0%
Noroeste	1.0%	1.0%

Norte	2.6%	1.0%
Oriente	1.7%	1.0%
Peninsular	0.9%	1.0%
Sureste	3.2%	1.0%
Valle de México Centro	4.0%	1.0%
Valle de México Norte	4.9%	1.0%
Valle de México Sur	4.6%	1.0%

4. Por lo anterior, las tarifas que se aplicarán por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017, es la siguiente:

DIVISIÓN	Tarifa DB1 Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes $/kWh-mes	Tarifa DB2 Doméstico Baja tensión mayor 150 kWh-mes $/kWh-mes	Tarifa PDBT Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kWh-mes $/kWh-mes	Tarifa GDBT Gran Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes $/kW-mes	Tarifa GDMT Gran Demanda en Media Tensión $/kW-mes
Baja California	0.6642	0.7569	0.6079	175.56	81.68
Bajío	1.0095	0.8651	0.8228	325.98	86.40
Centro Occidente	1.3540	1.1604	1.1036	437.23	136.71
Centro Oriente	1.2912	1.1065	1.0524	416.95	134.78
Centro Sur	1.4554	1.2472	1.1862	469.95	199.11
Golfo Centro	0.9887	0.8007	0.9924	333.93	110.41
Golfo Norte	0.7263	0.5882	0.7291	245.32	51.83
Jalisco	1.4678	1.2578	1.1963	473.95	143.31
Noroeste	0.8059	0.6368	0.6937	190.60	81.30
Norte	1.2482	1.1055	1.1800	317.73	67.58
Oriente	1.4216	1.2183	1.1586	459.05	184.19
Peninsular	0.9148	0.7573	0.8797	265.25	81.31
Sureste	1.2776	1.0948	1.0413	412.54	132.56
Valle de México Centro	0.7215	0.6183	0.5880	232.98	58.26
Valle de México Norte	0.9473	0.8118	0.7720	305.88	84.68
Valle de México Sur	0.9077	0.7778	0.7398	293.10	65.74

5. Finalmente, se actualiza el Considerando Quincuagésimo séptimo y el acuerdo Undécimo del Acuerdo, respecto a la publicación, de las tarifas, en el DOF.

Lo anterior con fundamento en los artículos 14, 16, 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; 2, fracción II, 4, párrafo primero, 22, fracciones I, III, XXIV, XXVI y XXVII, 25, fracciones VII y XI, 27, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 3, 4, 13, 32, 35, fracción I, 38 y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 2, párrafo segundo, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 27, 138, 140, fracciones I y II, de la Ley de la Industria Eléctrica; 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 2, 3, 6, fracciones III y V, 24, fracciones II, XVII y XXXII, 27 fracción II, 29, fracciones III y IV, y 30, fracción XXIX, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y el acuerdo primero, numeral 3, inciso a), del Acuerdo A/037/2015.

Atentamente

Ciudad de México, a 4 abril de 2017.- El Director General de CFE Distribución, **Roberto Vidal León**.- Rúbrica.

(R.- 447551)

DOF: 18/01/2018

ACTUALIZACIÓN de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.

CFE Distribución empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad.- Dirección General.

Asunto: Actualización de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018

Hago referencia al Acuerdo A/074/2015 (el Acuerdo) del 31 de diciembre de 2015, mediante el cual la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, y en el cual se establecen los mecanismos de ajuste de dichas tarifas que deberá realizar la Comisión durante el periodo tarifario inicial.

Por otra parte, el artículo 36, fracción V, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de abril de 2017, señala que corresponderá al Jefe de la Unidad de Electricidad de la Comisión coordinar los procesos de evaluación y determinación inicial de tarifas, precios y contraprestaciones, así como sus revisiones o ajustes periódicos para las Actividades Reguladas en materia económica.

En este sentido, a través del presente se actualizan y ajustan las tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica, establecido en los Considerandos Trigésimo noveno y Cuadragésimo, en términos de los Anexos B Factor de ajuste por inflación y C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala, del Acuerdo, que serán aplicables del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018, de la siguiente manera:

1. La actualización de las tarifas de distribución debe considerar un factor de ajuste por inflación, uno por eficiencia en costos y uno de economías de escala, de acuerdo a la siguiente fórmula de indexación:

$$T_t^i = T_{t-1}^i \times (1 + Inflación - FEC - FEE)$$

Donde:

T_t^i, es la tarifa del usuario de la categoría i en el periodo t.

T_{t-1}^i, es la tarifa del usuario de la categoría i en el periodo $t-1$.

$Inflación$, es la variación entre el periodo $t-1$ y t del Índice Nacional de Precios al Productor indicado en el siguiente punto.

FEC, es el Factor de eficiencia de costos.

FEE, es el Factor de economías de escala.

2. Para el cálculo del ajuste por inflación descrito en el punto anterior, se considera la variación del Índice Nacional de Precios al Productor para México en el mes de octubre con respecto al del mismo mes en el año inmediato anterior, en los términos establecidos en el Anexo B Factor de ajuste por inflación, del Acuerdo, con ello se obtiene un ajuste por inflación del 5.47%.

3. Conforme a lo dispuesto en el Anexo C Factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala, del Acuerdo, están dados en la tabla, siguiente:

DIVISIÓN	Factor de eficiencia en costos	Factor de economías de escala
Baja California	1.7%	1.0%
Bajío	0.1%	1.0%
Centro Occidente	0.0%	1.0%
Centro Oriente	1.3%	1.0%
Centro Sur	1.2%	1.0%
Golfo Centro	0.5%	1.0%
Golfo Norte	1.0%	1.0%
Jalisco	0.9%	1.0%
Noroeste	1.0%	1.0%
Norte	2.6%	1.0%
Oriente	1.7%	1.0%
Peninsular	0.9%	1.0%
Sureste	3.2%	1.0%
Valle de México Centro	4.0%	1.0%
Valle de México Norte	4.9%	1.0%

Valle de México Sur	4.6%	1.0%

4. Por lo anterior, las tarifas que se aplicarán por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018, es la siguiente:

DIVISIÓN	Tarifa DB1	Tarifa DB2	Tarifa PDBT	Tarifa GDBT	Tarifa GDMT
	Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes	Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh-mes	Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes	Gran Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes	Gran Demanda en Media Tensión
	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kWh-mes	$/kW-mes	$/kW-mes
Baja California	0.6829	0.7782	0.6250	180.50	83.98
Bajío	1.0535	0.9028	0.8586	340.17	90.16
Centro Occidente	1.4146	1.2122	1.1529	456.78	142.82
Centro Oriente	1.3326	1.1420	1.0861	430.30	139.09
Centro Sur	1.5027	1.2878	1.2247	485.24	205.59
Golfo Centro	1.0281	0.8327	1.0320	347.26	114.82
Golfo Norte	0.7516	0.6087	0.7545	253.86	53.64
Jalisco	1.5209	1.3033	1.2396	491.11	148.50
Noroeste	0.8342	0.6592	0.7181	197.30	84.16
Norte	1.2714	1.1260	1.2020	323.63	68.83
Oriente	1.4607	1.2517	1.1905	471.67	189.25
Peninsular	0.9471	0.7840	0.9108	274.60	84.18
Sureste	1.2935	1.1085	1.0543	417.70	134.22
Valle de México Centro	0.7252	0.6215	0.5910	234.17	58.56
Valle de México Norte	0.9435	0.8085	0.7690	304.66	84.34
Valle de México Sur	0.9067	0.7770	0.7390	292.79	65.67

5. Finalmente, se actualiza el Considerando Quincuagésimo séptimo y el acuerdo Undécimo del Acuerdo, respecto a la publicación, de las tarifas, en el DOF.

Lo anterior, con fundamento en los artículos 2, fracción III, y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, 22, fracciones I, III, IV, XXIV y XXVII, 27, 41, fracción III, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 12, fracciones III, IV, LII y LIII, 137, 138, fracción II, 140, fracciones I y II, de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 13, 16, fracciones VII, IX y X, 35, 38 y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 2, 7, fracción X, 28, 29, fracciones III, XIII y XXIII, 36, fracciones V, XX, XXII, XXXVII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, esta Comisión.

Atentamente

Ciudad de México, a 10 de enero de 2018.- El Director General CFE Distribución, **Roberto Vidal León**.- Rúbrica.

(R.- 461364)

ACUERDO Núm. A/075/2015

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA EL AÑO 2016

RESULTANDO

Primero. Que, con fecha 28 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

CONSIDERANDO

Primero. Que, el artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley.

Segundo. Que, el artículo 4, segundo párrafo, de la LIE señala que el Control Operativo del SEN es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

Tercero. Que, para el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se precisa que los participantes conozcan las tarifas de operación del CENACE, el cual tiene a su cargo, entre otros, ejercer el Control Operativo del SEN y la operación del MEM.

Cuarto. Que, el artículo 12, fracción IV, de la LIE, faculta a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del CENACE.

Quinto. Que, los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el MEM conforme a la misma Ley.

Sexto. Que, el artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE.

Séptimo. Que, en tanto la Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la operación del CENACE.

Octavo. Que, mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del MEM, así como garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

Noveno. Que, el artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros: (i) promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica; (ii) garantizar la continuidad de los servicios; (iii) evitar la discriminación indebida; (iv) promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y (v) proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

Décimo. Que, el mismo artículo 140, fracción V, de la LIE, también señala que las metodologías y tarifas reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente.

Undécimo. Que el CENACE ha proporcionado a la Comisión su propuesta de metodología para que se le remunere por los servicios de Control Operativo del SEN y operación del MEM, la cual plantea obtener un Ingreso Requerido (IR) de $3 421 748 850.00 (tres mil cuatrocientos veintiún millones, setecientos cuarenta

SECRETARÍA EJECUTIVA

y ocho mil, ochocientos cincuenta pesos), mismo que asigna en un 50% a generadores y en un 50% a cargas.

Duodécimo. Que, para el cálculo del IR, el CENACE considera tres conceptos: costos de operación y mantenimiento, ingresos misceláneos e inversiones por los montos que se muestran en la siguiente tabla:

Composición del Ingreso Requerido propuesto por CENACE Pesos	
	2016
Costos de operación y mantenimiento[1]	2 972 910 310
Ingresos misceláneos	-231 685 460
Inversiones	680 524 000
Ingreso Requerido	3 421 748 850

Nota:
1. En este concepto se incluye la operación del MEM

Decimotercero. Que el monto de costos de operación y mantenimiento propuesto por el CENACE para el año 2016 resulta de los costos erogados en 2014 más los siguientes conceptos: Servicios otorgados por Comisión Federal de Electricidad; Compromisos plurianuales 2014-2016; Impacto económico, y Modernización de sistemas SCADA/EMS/MMS/DTS.

Decimocuarto. Que los ingresos misceláneos son los ingresos que obtendrá el CENACE por la realización de los estudios de factibilidad de interconexión y conexión, y cursos de capacitación. Los costos de los estudios se establecen en el documento "CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga", publicado el dos de junio de 2015 en el DOF. El CENACE considera un costo por los cursos de capacitación de 50 mil pesos. Además, el CENACE presenta una estimación del número de eventos de acuerdo al número de solicitudes recibidas en 2014 y 2015.

Decimoquinto. Que, el CENACE expone que el monto de inversiones es el importe de las erogaciones que realizará tendientes a adquirir, ampliar, conservar o mejorar sus bienes de capital. Los proyectos contemplados son autorizados por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) y se presentan en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2016.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimosexto. Que la propuesta de remuneración de CENACE incluye cargos fijos aplicables a generadores y cargas, denominados cuotas, por los siguientes conceptos y montos:

Cuota *(pesos)*	Periodicidad de cobro	Concepto
$12 000	Anual, por punto de medición registrado en el sistema	Operación y mantenimiento del sistema de medición
$30 000	Único	Por la obtención del registro a nuevos participantes
$1 000	Anual, para generadores	Por MW de capacidad

Las cuotas anteriores se restan a las inversiones y a los costos de operación y mantenimiento obteniendo el IR que se asigna a tarifas.

Decimoséptimo. Que para obtener el cargo variable que propone el CENACE, considera que la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM o en contratos bilaterales en 2016 será:

Proyecciones de energía propuesta por el CENACE TWh	
Inyecciones a la red	**Adquiridos en el MEM o en contratos bilaterales**
282.5	278.0

Decimoctavo. Que, además de los cargos fijos expuestos en el Considerando Decimosexto anterior, el CENACE propone establecer un cargo aplicable a generadores y otro a cargas en función de la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM o en contratos bilaterales. Específicamente, las tarifas propuestas por CENACE son:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
5.635	5.843

SECRETARÍA EJECUTIVA

Decimonoveno. Que, después de analizar exhaustivamente la metodología de cobro por el servicio de operación del CENACE, y con el objetivo de permitir al operador obtener ingresos que reflejen una operación eficiente, la Comisión considera pertinente ajustar el IR y la proyección de energía propuestos por el CENACE.

Vigésimo. Que, con el objetivo de evaluar los costos de operación y mantenimiento propuestos por el CENACE, la Comisión realizó un ejercicio comparativo que consiste en estimar una función de costos, con información de once operadores de sistemas y mercados eléctricos que actualmente operan en Chile, Perú, Colombia y Estados Unidos de América. Como resultado de dicho ejercicio se observa que el monto propuesto por el CENACE por concepto de costos de operación y mantenimiento se encuentra por encima del nivel promedio estimado.

Vigésimo primero. Que, la Comisión identifica que únicamente el 23.5% de la cuenta "Impacto económico" considera costos relacionados con plazas autorizadas por la SHCP y que el monto por "Operaciones ajenas" incluye costos no inherentes a la prestación del servicio. Por lo anterior, se ajustan los costos de operación y mantenimiento al considerar sólo dicho porcentaje de la cuenta de "Impacto económico" y prescindir totalmente de la cuenta de "Operaciones ajenas" antes mencionadas. El nivel de costos resultante del ajuste descrito en el presente Considerando se encuentra dentro del intervalo de confianza de la función de costos estimada.

Vigésimo segundo. Que, la Comisión considera que la propuesta de ingresos misceláneos es razonable.

Vigésimo tercero. Que en el Proyecto de Presupuesto de la Federación (PPEF) se encuentra una descripción más amplia de los proyectos de inversión, así como una priorización de los mismos. Dichos proyectos se enlistan en la siguiente tabla:

PROYECTO DE PRESUPUESTO DE EGRESOS DE LA FEDERACIÓN 2016
PROGRAMA O PROYECTO DE INVERSIÓN
(pesos de 2016)

Centro Nacional de Control de Energía

Descripción	Clave	2016
Comunicaciones unificadas del accel	1018TOQ0033	$ 20 451 933
Programa de adquisición de equipos operativos de alimentación de energía para CENACE 2012	1218TOQ0057	$ 9 860 683
Modernización de red de videoconferencia del CENACE 2013-2015	1318TOQ0009	$ 71 736 572
Modernización de consolas y radios de comunicaciones para operadores del SEN 2013-2015	1318TOQ0034	$ 61 843 018
Actualización de sistemas de energía ininterrumpible del Centro Nacional de Control de Energía 2013-2015	1318TOQ0050	$ 84 044 904
Actualización del equipo de cómputo en el Centro Nacional de Control de Energía 2014-2016	1418TOQ0065	$ 15 123 160
Actualización del equipo de cómputo en las subáreas de control de CFE 2014-2016	1418TOQ0067	$ 13 873 931
Actualización del equipo de laboratorio y medición del Centro Nacional de Control de Energía para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (2014-2016)	1418TOQ0072	$ 9 159 457
Actualización de los sistemas para la administración energía en el Centro Nacional de Control de Energía	1518TOM0009	$ 21 591 318
Modernización de los sistemas SCADA/EMS/MMS/DTS	1518TOM0006	$ 315 375 468
Actualización de los sistemas de seguridad del Centro Nacional de Control de Energía para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (2015-2017)	1518TOM0010	$ 57 464 000
Total de Infraestructura de Inversión CENACE		**$ 680 524 444**

Vigésimo cuarto. Que después de revisar exhaustivamente el PPEF y resultado del intercambio de información entre el CENACE y la Comisión, esta última considera pertinente no aprobar el monto para el proyecto "Comunicaciones unificadas del accel" ni para "Modernización de red de videoconferencia del CENACE 2013-2015". Asimismo, considera prudente ajustar el monto de inversión en el proyecto "Modernización de consolas y radios de comunicaciones para operadores del SEN 2013-2015" a $45 000 000 (cuarenta y cinco millones de pesos).

SECRETARÍA EJECUTIVA

Vigésimo quinto. Que, como resultado de los ajustes descritos en los considerandos Vigésimo primero, Vigésimo segundo y Vigésimo tercero anteriores, se obtiene el siguiente IR para 2016 por la operación del CENACE:

Composición del Ingreso Requerido Pesos	
	2016
Costos de operación y mantenimiento[1]	2 371 373 044
Ingresos misceláneos	-231 685 456
Inversiones	592 589 831
Ingreso Requerido	2 732 277 419

Nota:
1. En este concepto se incluye la operación del MEM

Vigésimo sexto. Que los usuarios de la RNT son tanto generadores como cargas, por lo que para asignar el IR autorizado por la prestación del servicio de operación del CENACE, se debe definir la proporción correspondiente a cada grupo de usuarios de la RNT. Para ello, y tomando en cuenta la experiencia internacional, se establece que el IR se asigne en una proporción del 30% a los generadores y 70% a las cargas.

Vigésimo séptimo. Que, al analizar los montos propuestos por el CENACE como cuotas, la Comisión observa que el monto de cuota anual por punto de medición registrado en el sistema justificado por el CENACE es de $8 467 (ocho mil, cuatrocientos sesenta y siete pesos); por lo tanto, las cuotas aplicables a generadores y cargas son:

Cuota *(pesos)*	Periodicidad de cobro	Concepto
$8 467	Anual, por punto de medición registrado en el sistema	Operación y mantenimiento del sistema de medición
$30 000	Único	Por la obtención del registro a nuevos participantes
$1 000	Anual, para generadores	Por MW de capacidad

SECRETARÍA EJECUTIVA

Vigésimo octavo. Que la Comisión realizó proyecciones de energía con base en datos publicados en el Sistema de Información Energética. El resultado de dichas proyecciones se muestra en la siguiente tabla y la Comisión los utilizó para obtener las tarifas establecidas en el siguiente Considerando.

Proyecciones de energía TWh	
Inyecciones a la red	**Adquiridos en el MEM o en contratos bilaterales**
292.7	285.6

Vigésimo noveno. Que, con la reducción de los ingresos ocasionada por la modificación de las cuotas establecidas en el Considerando Vigésimo séptimo anterior, y teniendo en cuenta la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM o en contratos bilaterales, las tarifas por el servicio de operación del CENACE son:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.4807	6.4824

Trigésimo. Que, con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del servicio de operación del CENACE, se definen periodos tarifarios anuales (año calendario).

Trigésimo primero. Que, durante este periodo tarifario, se desarrollarán indicadores de desempeño y calidad en el servicio donde la voz de los generadores y grandes usuarios será fundamental para la evaluación a realizar por la Comisión al CENACE sobre su desempeño, y dichos indicadores podrán ser integrados directamente como factores que afecten el ingreso de manera positiva o negativa.

Trigésimo segundo. Que, con el propósito de definir las tarifas anualmente, el CENACE deberá presentar para la aprobación de la Comisión, a más tardar en septiembre de cada año, una propuesta de tarifa de operación del CENACE. En la propuesta se deberán integrar los planes de inversión donde cada proyecto se justifique por medio de un análisis de alternativas y costos beneficios.

Trigésimo tercero. Que, en caso de que se registre una desviación significativa (mayor al 10%) en el pronóstico de energia inyectada o adquirida en el MEM respecto a los datos observados, la Comisión estudiará la posibilidad de un ajuste extraordinario de las tarifas.

Trigésimo cuarto. Que, al terminar el periodo tarifario 2016 se realizará una conciliación del IR autorizado para la prestación del servicio de operación del CENACE, con el ingreso generado en exceso o déficit por los ingresos por estudios de factibilidad de interconexión, conexión y cursos de capacitación. El monto de ingreso en exceso o déficit con relación al IR autorizado que se considere eficiente y justificado será trasladado al siguiente periodo tarifario.

Trigésimo quinto. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de la tarifa aprobada, dicho organismo deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la Ley.

Trigésimo sexto. Que, la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las tarifas reguladas para el servicio de operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el DOF, habida cuenta de que la planeación y control del sistema eléctrico es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, IV y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 15, 27, 94,138, 100, 140, fracciones I y V, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 1, 2, 6, fracción I y III, 16, fracción I, 24, fracción I, II, IV, VI y XVII del

SECRETARÍA EJECUTIVA

Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía esta Comisión toma el siguiente:

ACUERDO

Primero. Se expiden las tarifas aplicables en el año 2016 por el servicio público de operación del CENACE.

Segundo. Se establece el primer periodo tarifario de aplicación de regulación tarifaria del servicio público de operación del CENACE conforme los Considerandos Decimonoveno a Trigésimo sexto, con una vigencia de un año a partir del 1° de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.

Tercero. Se autoriza el IR de $2 732 277 419 (dos mil setecientos treinta y dos millones doscientos setenta y siete mil cuatrocientos diecinueve pesos) por la prestación del servicio de operación del CENACE para el año 2016 con la desagregación que se muestra a continuación:

Composición del Ingreso Requerido Pesos	
	2016
Costos de operación y mantenimiento[1]	2 371 373 044
Ingresos misceláneos	-231 685 456
Inversiones	592 589 831
Ingreso Requerido	2 732 277 419

Nota:
1. En este concepto se incluye la operación del MEM

Cuarto. Se autoriza el cobro de las siguientes cuotas para 2016:

Cuota *(pesos)*	Periodicidad de cobro	Concepto
$8 467	Anual, por punto de medición registrado en el sistema	Operación y mantenimiento del sistema de medición
$30 000	Único	Por la obtención del registro a nuevos participantes
$1 000	Anual, para generadores	Por MW de capacidad

SECRETARÍA EJECUTIVA

Quinto. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas en el año 2016:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.4807	6.4824

Mismas que se obtienen de considerar las proyecciones de energía establecidas en el Considerando Vigésimo octavo anterior.

Sexto. El CENACE deberá entregar toda la información, y en los formatos que la Comisión determine, que sea necesaria para la realización de sus revisiones tarifarias posteriores.

Séptimo. El presente acto administrativo solo 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en Av. Horacio 1750, Col. Los Morales Polanco, Delegación Miguel Hidalgo, 11510, México, D. F.

Octavo. El CENACE deberá publicar las tarifas aplicables en 2016 por el servicio de operación del CENACE señaladas en los acuerdos Cuarto y Quinto anterior por el servicio de operación del CENACE, de conformidad con el Considerando Trigésimo sexto.

SECRETARÍA EJECUTIVA

Noveno. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el Núm. **A/075/2015** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

México, Distrito Federal, a 31 de diciembre de 2015.

Francisco J. Salazar Diez de Sollano
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/057/2016

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2017 Y HASTA EL 31 DE ENERO DE 2017

RESULTANDO

PRIMERO. Que, con fecha 28 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

SEGUNDO. Que, por Acuerdo No. A/075/2015 (el Acuerdo A/075/2015) de la Comisión Reguladora de Energía (Comisión), aprobado por su Órgano de Gobierno el 31 de diciembre de 2015, se expidieron las tarifas de operación del CENACE para el año 2016. La publicación, en el DOF, se realizó el 25 de noviembre de 2016 por el CENACE.

TERCERO. Que, el CENACE con fecha 13 de diciembre de 2016 presentó a la Comisión el oficio No. CENACE/DAMEME/392/2016 con asunto: Exposición de particularidades no previstas en la tarifa del CENACE para 2016 y el oficio No. CENACE/SCCMEM/992/2016 mediante el cual presentan su propuesta de metodología para tarifas del CENACE para 2017.

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, el artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley.

SEGUNDO. Que, el artículo 4, segundo párrafo, de la LIE señala que el Control Operativo del SEN es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

SECRETARÍA EJECUTIVA

TERCERO. Que, el artículo 12, fracción IV, de la LIE, faculta a la Comisión para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del CENACE.

CUARTO. Que, los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a la misma Ley.

QUINTO. Que, el artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE.

SEXTO. Que, en tanto la Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la operación del CENACE.

SÉPTIMO. Que, mediante la tarifa de operación del CENACE podrá obtener los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del MEM, así como garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

OCTAVO. Que, el artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros: (i) promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica; (ii) garantizar la continuidad de los servicios; (iii) evitar la discriminación indebida; (iv) promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y (v) proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que, el artículo 140, fracción V, de la LIE, también señala que las metodologías y Tarifas Reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DÉCIMO. Que, mediante el Acuerdo aludido en el Resultando Segundo se autorizó para 2016 un Ingreso Requerido (IR) y las tarifas de operación del CENACE para el primer periodo tarifario, del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.

UNDÉCIMO. Que, mediante el oficio mencionado en el Resultando Tercero, el CENACE propone su metodología de cálculo para las tarifas del 2017 y expone las particularidades no previstas en la tarifa del CENACE para 2016.

DUODÉCIMO. Que, después de revisar la información disponible en la Comisión y presentada por el CENACE en los oficios mencionados en el Resultando Tercero, la Comisión considera que los proyectos de inversión expuestos por el CENACE pertenecen a obras necesarias para su operación y, en consecuencia, se requiere extender el periodo de revisión un mes más para analizar la información aludida en el Resultando Tercero y ajustar las tarifas con el objetivo de permitirle al operador del sistema obtener los ingresos necesarios para desarrollar los proyectos de inversión mencionados.

DECIMOTERCERO. Que, las tarifas que aplicarán del 1 al 31 de enero de 2017, por el servicio público de operación del CENACE son las expedidas en el Acuerdo mencionado en el Resultando Segundo, aplicando un factor de ajuste por inflación nacional reportada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

DECIMOCUARTO. Que, las tarifas por el servicio de operación del CENACE para el periodo comprendido del 1 de enero al 31 de enero del 2017 son:

Tarifas de operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.5628	6.6969

Las cuales aplican a la energía comprada y vendida en el MEM, incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

DECIMOQUINTO. Que, con el propósito de expedir las tarifas que serán vigentes a partir del 1 de febrero y hasta el 31 de diciembre de 2017, el CENACE deberá presentar para la aprobación de la Comisión, a más tardar el 13 de enero de

SECRETARÍA EJECUTIVA

2017, la documentación que justifique las erogaciones presentadas en los oficios mencionados en el Resultando Tercero.

DECIMOSEXTO. Que, para determinar el IR del periodo tarifario aludido en el Considerando inmediato anterior, éste se ajustará con el ingreso generado en exceso o déficit por la prestación del servicio de operación del CENACE en el mes de enero de 2017.

DECIMOSÉPTIMO. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de lo aprobado, dicho organismo deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la Ley.

DECIMOCTAVO. Que, la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las tarifas reguladas para el servicio de operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el DOF, habida cuenta de que la planeación y control del sistema eléctrico es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente, y le generen efectos ante terceros, conforme al artículo 4 de la Ley Federal del Procedimiento Administrativo.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, IV y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 15, 27, 94,138, 100, 140, fracciones I y V, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 1, 2, 6, fracción I y III, 16, fracción I, 24, fracción I, II, IV, VI y XVII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía esta Comisión:

SECRETARÍA EJECUTIVA

ACUERDO

PRIMERO. Se expiden las tarifas aplicables en el primer mes del año 2017 por el servicio público de operación del CENACE.

SEGUNDO. Se establece el segundo periodo tarifario de aplicación para el servicio público de operación del CENACE, con una vigencia de un mes a partir del 1 de enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017.

TERCERO. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas en el mes de enero de 2017:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.5628	6.6969

Mismas que se obtienen de considerar las tarifas del primer periodo tarifario expedidas para 2016 en el Acuerdo mencionado en el Resultando Segundo y que aplican a la energía comprada y vendida en el MEM, medida en el punto de interconexión y punto de conexión, incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

CUARTO. El CENACE deberá entregar toda la información aludida en el Considerando Decimoquinto con la desagregación, y en los formatos que la Comisión determine, que sea necesaria para la realización de sus revisiones tarifarias posteriores.

QUINTO. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo sólo podrá 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Delegación Benito Juárez, código postal 03930, México, Ciudad de México.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SEXTO. El CENACE deberá publicar, dentro de los 10 primeros días del mes de enero de 2017, las tarifas aplicables y a que se refiere el Acuerdo tercero anterior.

SÉPTIMO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/057/2016,** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 20 de diciembre de 2016.

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

SECRETARÍA EJECUTIVA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/001/2017

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA LOS MESES DE FEBRERO A DICIEMBRE DEL AÑO 2017

R E S U L T A N D O

PRIMERO. Que, con fecha 28 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios.

SEGUNDO. Que mediante el Acuerdo A/075/2015 del 31 de diciembre de 2015 la Comisión aprobó el Acuerdo que expide las tarifas de operación del CENACE para el primer periodo tarifario con una vigencia de un año a partir del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2016.

TERCERO. Que, el 13 de diciembre de 2016 el CENACE presentó a la Comisión el oficio CENACE/DAMEME/392/2016 mediante el cual presentó las particularidades no previstas en la tarifa del CENACE para 2016 y el oficio CENACE/SCCMEM/992/2016 mediante el cual presentan su propuesta de metodología para tarifas del CENACE para 2017.

CUARTO. Que, mediante el Acuerdo A/057/2016 del 20 de diciembre de 2016 la Comisión aprobó el Acuerdo que expide las tarifas de operación del CENACE para el periodo del 1 de enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017.

QUINTO. Que, el 16 de enero de 2017 la Comisión recibió mediante el oficio CENACE/DAF/SF/56/2017 la documentación de las erogaciones señaladas en el resultando Tercero del Acuerdo A/057/2016 emitido por la Comisión el 20 de diciembre 2016.

VERSIÓN PÚBLICA

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que, el artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley.

SEGUNDO. Que, el artículo 4, segundo párrafo, de la LIE señala que el Control Operativo del SEN es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

TERCERO. Que, el artículo 12, fracción IV, de la LIE, faculta a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del CENACE.

CUARTO. Que, los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a la misma Ley.

QUINTO. Que el artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE.

SEXTO. Que, en tanto la Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la operación del CENACE

VERSIÓN PÚBLICA

SÉPTIMO. Que, mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del MEM, así como garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

OCTAVO. Que, el artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros: (i) promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, (ii) garantizar la continuidad de los servicios; (iii) evitar la discriminación indebida; (iv) promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y (v) proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que, el mismo artículo 140, fracción V, de la LIE, también señala que las metodologías y tarifas reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente.

DÉCIMO. Que, mediante el Acuerdo aludido en el Resultando Segundo se autorizó para 2016 un Requerimiento de Ingreso (RI) de $2 732 277 419 (dos mil setecientos treinta y dos millones doscientos setenta y siete mil cuatrocientos diecinueve pesos), mismo que se compone de costos de operación y mantenimiento, ingresos misceláneos e inversiones y se asigna en un 30% a generadores y 70% a cargas.

UNDÉCIMO. Que, mediante el oficio mencionado en el Resultando Quinto, el CENACE propone un RI para 2017 de $2 856 930 045 (dos mil ochocientos cincuenta y seis millones novecientos treinta mil cuarenta y cinco pesos), mismo que se asigna en un 30% a generadores y en un 70% a cargas.

DUODÉCIMO. Que, de conformidad con lo establecido en las bases 17 y 18 de las Bases de Mercado y 104 y 108 de la LIE, el CENACE debe prever el costo del cobro que se le realizará por la vigilancia del MEM.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DECIMOTERCERO. Que, para el cálculo del RI, el CENACE considera cinco conceptos: costos de operación y mantenimiento, costo del cobro por la vigilancia del mercado, inversiones, operaciones ajenas e ingresos misceláneos, además de un superávit existente en el ejercicio 2016 por los montos que se muestran en la siguiente tabla:

Composición del Ingreso Requerido propuesto por CENACE Pesos	2017
Costos de operación y mantenimiento[1]	**2 798 493 585**
Inversiones	**568 467 736**
Operaciones Ajenas	**236 800 030**
Ingreso Requerido	***3 603 761 351***
Ingresos misceláneos	**263 820 109**
Vigilancia del mercado	56 091 688
Superávit	- 483 011 197
Ingreso Requerido Total 2017	***2 913 021 733***

Nota: 1 En este concepto se incluye la operación del MEM
Montos calculados con cifras al cierre 2016

DECIMOCUARTO. Que el monto de costos de operación y mantenimiento propuesto por el CENACE para el año 2017 deriva de los siguientes conceptos: servicios personales, materiales y suministros, servicios generales, que corresponden a mantenimientos y servicios de tecnologías de la información y comunicación TIC y servicios generales de las gerencias de control y pensiones y jubilaciones.

DECIMOQUINTO. Que los ingresos misceláneos son los ingresos que obtendrá el CENACE por la precalificación de ofertas de venta, intereses de inversiones en papel gubernamental, capacitación, venta de bases y otros conceptos.

DECIMOSEXTO. Que el CENACE expone que el monto de inversiones es el importe de las erogaciones que realizará con el objetivo de adquirir, ampliar, conservar o mejorar sus bienes de capital. Los proyectos se presentan en el Proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación (PPEF) para 2017.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DECIMOSÉPTIMO. Que, el CENACE expone que los ingresos recibidos en 2016 son superiores a las erogaciones realizadas para su operación, por lo que conforme al Considerando Trigésimo Cuarto del Acuerdo A/075/2015 al que se refiere el Resultando Segundo, los remantes del ejercicio 2016 se consideran como el superávit trasladado a 2017 que asciende a ***$483 011 197*** (cuatrocientos ochenta y tres millones once mil ciento noventa y siete pesos y se sustraen dichos recursos del **RI** para el cálculo de la tarifa.

Concepto	Pesos
Ingresos por tarifa regulada	2 112 101 567
Ingresos por operaciones ajenas	641 718 895
Ingresos misceláneos	430 955 481
Ingresos Totales	3 184 775 943
Egresos por operación y mantenimiento	1 893 222 266
Egresos por Inversión	203 400 511
Egresos por operaciones ajenas	605 141 969
Egresos Totales	2 701 764 746
Superávit	***483 011 197***

Montos calculados con cifras al cierre de diciembre 2016

DECIMOCTAVO. Que por petición del CENACE en el oficio No **CENACE/DAMEME/392/2016** se prescinde de la aplicación de los cargos fijos (Cuotas) aplicables a generadores y cargas denominados cuotas

DECIMONOVENO. Que para obtener el cargo variable que propone el CENACE, considera que la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM en 2017 será:

Proyecciones de energía propuesta por el CENACE TWh	
Inyecciones a la red	**Adquiridos en el MEM**
299 21	268 06

VIGÉSIMO. Que, el CENACE propone establecer un cargo aplicable a generadores y otro a cargas en función de la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM. Específicamente, las tarifas propuestas por CENACE sin considerar el costo del cobro por la vigilancia del mercado son:

Tarifas de la operación del CENACE

pesos / MWh

Generadores	Cargas
2.8645	7.4605

VIGÉSIMO PRIMERO. Que, después de analizar exhaustivamente la metodología de cobro por el servicio de operación del CENACE y con el objetivo de permitir al operador obtener ingresos que reflejen una operación eficiente, la Comisión considera pertinente ajustar el RI y la proyección de energía propuestos por el CENACE.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que, la Comisión no realiza ajustes al monto propuesto por costos de operación y mantenimiento.

VIGÉSIMO TERCERO. Que, el monto de "Operaciones ajenas", en el Acuerdo No. A/075/2015, no fue aprobado para la tarifa del CENACE 2016, asimismo, CENACE no presenta justificaciones para incluirlo en las tarifas para 2017. Por lo que, se prescinde totalmente de la cuenta de "Operaciones ajenas".

VIGÉSIMO CUARTO. Que, la Comisión no realiza ajustes al monto propuesto por CENACE para ingresos misceláneos, que son todos los ingresos que no provienen de la tarifa, tales como los pagos que recibe en CENACE por concepto de Precalificación de ofertas de venta, intereses de Inversiones en Papel Gubernamental, capacitación y venta de bases.

VERSIÓN PÚBLICA

VIGÉSIMO QUINTO. Que en el Proyecto de Presupuesto de la Federación (PPEF) se encuentra una descripción más amplia de los proyectos de inversión, así como una priorización de los mismos. Dichos proyectos se enlistan en la siguiente tabla

PROYECTOS DE INVERSIÓN 2017, Pesos		
Centro Nacional de Control de Energía		
Descripción	**Clave**	**2017**
Modernización de consolas y radios de comunicaciones para operadores del SEN 2013-2015	1318TOQ0034	$ 11 573 405
Actualización de sistemas de energía interrumpible del CENACE 2013-2015	1318TOQ0050	$ 14 294 242
Sistema de seguridad cibernética interna del CENACE	1618TOM0001	$ 9 162 050
Actualización del equipo de cómputo en el CENACE 2014-2016	1418TOQ0065	$ 3 924 208
Actualización de los sistemas para la administración de energía en el CENACE	1518TOM0009	$ 26 768 429
Modernización de los sistemas SCADA/EMS/MMS/DTS	1518TOM0008	$ 433 745 402
Actualización de los sistemas de seguridad del CENACE para la operación del SEN (2015-2017)	1518TOM0010	$ 69 000 000
Total de infraestructura de inversión		**$ 568 467 736**

Montos calculados con cifras al cierre de diciembre 2016

VIGÉSIMO SEXTO. Que después de revisar exhaustivamente el PPEF y resultado del intercambio de información con el CENACE y derivado de los montos aprobados en el acuerdo A/075/2015 y los montos ejercidos por el CENACE en 2016, la Comisión acepta los montos de inversión propuestos por el CENACE

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que, como resultado de los ajustes descritos en los considerandos Vigésimo primero al Vigésimo sexto anteriores, se obtiene el siguiente RI para 2017 por la operación del CENACE:

Composición del Ingreso Requerido Pesos

	2017
Costos de operación y mantenimiento[1]	**2 798 493 585**
Inversiones	**568 467 736**
Operaciones Ajenas	**0**
Ingreso Requerido	***3 603 761 351***
Ingresos misceláneos	**- 263 820 109**
Actividades de vigilancia del mercado	56 091 688
Superávit	- 483 011 197
Ingreso Requerido Total 2017	***2 676 221 703***

Nota 1. En este concepto se incluye la operación del MEM
Montos calculados con cifras al cierre de diciembre 2016

VIGÉSIMO OCTAVO. Que los usuarios de la RNT son tanto generadores como cargas, por lo que para asignar el IR autorizado por la prestación del servicio de operación del CENACE, se debe definir la proporción correspondiente a cada grupo de usuarios de la RNT. Para ello, y tomando en cuenta la experiencia internacional, se establece que el IR se asigne en una proporción del 30% a los generadores y 70% a las cargas

VIGÉSIMO NOVENO. Que la Comisión validó las proyecciones de energía propuesta por el CENACE y expuesta en el Considerando Decimonoveno anterior, mismas que se considera para el cálculo tarifario.

Proyecciones de energía propuesta por el CENACE	
GWh	
Inyecciones a la red	**Adquiridos en el MEM**
299.21	268.06

TRIGÉSIMO. Que, con la reducción de los ingresos ocasionada por la modificación de las Cuotas establecidas en el Considerando Decimoséptimo anterior, teniendo en cuenta la energía inyectada a la red y la energía adquirida en el MEM, y aplicando lo descrito en el considerando Decimosexto del Acuerdo referido en el Resultando Cuarto las tarifas por el servicio de operación del CENACE son:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.6863	7.0209

Las cuales aplican a la energía comprada y vendida en el MEM incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que, con el propósito de definir las tarifas para el siguiente periodo, el CENACE deberá presentar para la aprobación de la Comisión, a más tardar el 31 de octubre de 2017, una propuesta de tarifa de operación del CENACE. En la propuesta se deberán integrar los planes de inversión donde cada proyecto se justifique por medio de un análisis de alternativas de costos y beneficios. Además, el CENACE entregará la información de cierre trimestral de manera oficial a la Comisión.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que, en caso de que se registre una desviación significativa (mayor al 10%) en el pronóstico de energía inyectada o adquirida en el MEM respecto a los datos observados, la Comisión estudiará la posibilidad de un ajuste extraordinario de las tarifas

TRIGÉSIMO TERCERO. Que, al terminar el periodo tarifario 2017 se realizará una conciliación del IR autorizado para la prestación del servicio de operación del CENACE, con el ingreso generado en exceso o déficit por los ingresos por estudios de factibilidad de interconexión, conexión y cursos de capacitación. El monto de ingreso en exceso o déficit con relación al IR autorizado que se considere eficiente y justificado será trasladado al siguiente periodo tarifario

TRIGÉSIMO CUARTO. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de lo aprobado, dicho organismo deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la Ley.

TRIGÉSIMO QUINTO. Que, la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las tarifas reguladas para el servicio de operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el DOF, habida cuenta de que la planeación y control del sistema eléctrico es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente.

TRIGÉSIMO SEXTO. Que para efectos de aplicación del presente acuerdo, se aplicará la tarifa para generadores a los titulares de permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, a titulares de un contrato de Participante del Mercado que representa en el MEM a centrales de generación, y a las importaciones de energía, por otro lado, la tarifa para cargas se aplicará a las Entidades Responsables de Carga que adquieran energía en el MEM, los Suministradores de Servicios Calificados, los Suministradores de Servicios Básicos, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, exportadores de energía y Suministradores de Último Recurso.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, IV y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 2, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracción IV, 15, 27, 94,138, 100, 140, fracciones I y V, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 1, 2, 6, fracción I y III, 16, fracción I, 24, fracción I, II, IV, VI y XVII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía esta Comisión

ACUERDO

PRIMERO. Se expiden las tarifas aplicables para el periodo del 1 de febrero al 31 de diciembre del año 2017 por el servicio público de operación del CENACE.

SEGUNDO. Se establece el periodo tarifario de aplicación para el servicio público de operación del CENACE, con una vigencia de 11 meses a partir del 1° de febrero de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2017

TERCERO. Se autoriza el RI de ***$2 676 221 703*** (dos mil seiscientos setenta y seis millones doscientos veintiún mil setecientos tres pesos) por la prestación del servicio de operación del CENACE para el año 2017 con la desagregación que se muestra a continuación:

Composición del Ingreso Requerido. Pesos	
	2017
Costos de operación y mantenimiento[1]	**2 798 493 585**
Inversiones	**568 467 736**
Operaciones Ajenas	**0**
Ingreso Requerido	***3 603 761 351***
Ingresos misceláneos	**263 820 109**
Actividades de vigilancia del mercado	56 091 686
Superávit	- 483 011 197
Ingreso Requerido Total 2017	***2 676 221 703***

Nota 1 En este concepto se incluye la operación del MEM
Montos calculados con cifras al cierre de diciembre 2016

CUARTO. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas para el periodo establecido en el Acuerdo Segundo anterior:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh		
Generadores		**Cargas**
2.6863		7 0209

MINUTA ELECTRÓNICA

Mismas que se obtienen de considerar las proyecciones de energía establecidas en el Considerando Vigésimo noveno anterior y que aplican a la energía comprada y vendida en el MEM, medida en el punto de interconexión y punto de conexión, incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

QUINTO. El CENACE deberá entregar al fin de cada trimestre los gastos incurridos durante los tres meses anteriores y toda la información de manera oficial con la desagregación, y en los formatos que la Comisión determine, que sea necesaria para la realización de sus revisiones tarifarias posteriores. La información a entregar debería incluir, entre otros, las facturas de gastos incurridos, los contratos para los gastos apartados, y los estudios del mercado para gastos estimados.

SEXTO. A más tardar el 31 de octubre de 2017, el CENACE deberá entregar toda la información relevante del año 2017, que se considere de impacto para que la Comisión realice la actualización de las tarifas de operación del CENACE aplicables para el año 2018.

SÉPTIMO. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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 publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, que en su Transitorio Segundo abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, y consecuentemente, el recurso de reconsideración previsto en dicha ley. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, Colonia Merced Gómez, Delegación Benito Juárez, código postal 03930, México, Ciudad de México.

OCTAVO. El CENACE deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación las tarifas aplicables en 2017 por el servicio de operación del CENACE señaladas en los acuerdos Tercero y Cuarto anterior, de conformidad con el Considerando Trigésimo quinto anterior dentro de los 15 días hábiles después de haber recibido notificación a la que se refiere el acuerdo Séptimo del presente Acuerdo.

Versión Pública

NOVENO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/001/2017**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 26 de enero de 2017.

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/068/2017

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE ENERO DE 2018 Y HASTA EL 28 DE FEBRERO DE 2018

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, III, IV, X, XXVI, inciso a) y e), y XXVII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, párrafo segundo, 1, 2, 6, 12, fracción IV, LII y LIII, 15, 27, 94, 100, 138, 140, fracciones I y V, de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 4, 13, 16, fracciones VII, IX y X, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, y 59, párrafo primero de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 4, 7, fracción I, 12 y 18, fracciones I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía esta Comisión:

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

PRIMERO. Que, el artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley

SEGUNDO. Que, el artículo 4, segundo párrafo, de la LIE señala que el Control Operativo del SEN es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

TERCERO. Que, el artículo 12, fracción IV, de la LIE, faculta a la Comisión Reguladora de Energía (la Comisión) para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del CENACE.

CUARTO. Que, los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a la misma Ley.

QUINTO. Que, el artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE.

SEXTO. Que, en tanto la Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la operación del CENACE.

SÉPTIMO. Que, mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del MEM, se garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y el CENACE estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

OCTAVO. Que, el artículo 140, fracción I, de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros: (i) promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica; (ii) garantizar la continuidad de los servicios; (iii) evitar la discriminación indebida; (iv) promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y (v) proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que, el mismo artículo 140, fracción V, de la LIE, también señala que las metodologías y tarifas reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente.

DÉCIMO. Que, mediante el Acuerdo A/001/2017 se autorizó para los meses de febrero a diciembre de 2017 un Ingreso Recuperable (IR) de $2 676 221 703.00 (dos mil seiscientos setenta y seis millones doscientos veintiún mil setecientos tres pesos), por la prestación del servicio de operación del CENACE para 2017, mismo que se compone de costos de operación y mantenimiento, ingresos misceláneos e inversiones y se asigna en un 30% a generadores y 70% a cargas.

UNDÉCIMO. Que, el CENACE presentó a la Comisión los oficios No. CENACE/DAF/SF/228/2017 con asunto: Análisis tarifario del mes de abril 2017; No. CENACE/DAF/SF/329/2017 con asunto: Información tarifa CENACE mayo y agosto; No. CENACE/DAF/SF/338/2017 con asunto: Información complementaria de la tarifa CENACE; No. DG/DAF/241/2017 con asunto: Información para análisis de la tarifa de operación del CENACE aplicables para el ejercicio 2018, y No. DG/DAF/SF/406/2017 con asunto: Actualización de información para el análisis de la tarifa de operación del CENACE para 2018.

DUODÉCIMO. Que, mediante el oficio DG/DAF/SF/406/2017, el CENACE propone un IR para 2018 de $3 812 524 609.00 (tres mil ochocientos doce millones, quinientos veinticuatro mil, seiscientos nueve pesos).

DECIMOTERCERO. Que, el CENACE propone añadir al IR mencionado en el Considerando Duodécimo anterior, un monto adicional de $313 300 000.00 (trescientos trece millones, trescientos mil pesos) por concepto de capital de trabajo, a fin de atender oportunamente los compromisos laborales y operativos, además de $645 900 000.00 (seiscientos cuarenta y cinco millones novecientos mil pesos) para fondear las obligaciones de pasivo laboral.

DECIMOCUARTO. Que, después de revisar la información presentada por el CENACE en los oficios mencionados en el Considerando Undécimo anterior, la Comisión considera que se requiere extender el periodo de revisión por dos meses más para validar el ejercicio de los ingresos y gastos, así como la viabilidad de los dos montos adicionales solicitados por concepto de capital de trabajo y pasivo laboral, de manera que las tarifas que apruebe la Comisión le permitan al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente

DECIMOQUINTO. Que, las tarifas que aplicarán del 1 de enero al 28 de febrero de 2018, por el servicio público de operación del CENACE son las expedidas en el Acuerdo A/001/2017 mencionado en el Considerando Décimo anterior, aplicando un factor de ajuste por inflación nacional reportada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía

DECIMOSEXTO. Que las tarifas por el servicio de operación del CENACE para el periodo comprendido del 1 de enero al 28 de febrero del 2018 son:

Tarifas de la operación del CENACE pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.8644	7.4864

Las cuales aplican a la energía comprada y vendida en el MEM, incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

DECIMOSÉPTIMO. Que, con el propósito de expedir las tarifas que serán vigentes a partir del 1 de marzo y hasta el 31 de diciembre de 2018, el CENACE deberá presentar para la aprobación de la Comisión a más tardar el 26 de enero de 2018 la documentación que justifique las erogaciones presentadas en los oficios mencionados en el Considerando Undécimo anterior, así como la justificación de los montos adicionales solicitados por el CENACE, mencionados en el Considerando Decimotercero anterior.

SCJN.GOB.MX

DECIMOCTAVO. Que, para determinar el IR del periodo tarifario aludido en el Considerando inmediato anterior, éste se ajustará con el ingreso generado en exceso o déficit por la prestación del servicio de operación del CENACE en los meses de enero y febrero de 2018.

DECIMONOVENO. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de lo aprobado, dicho organismo deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la Ley.

VIGÉSIMO. Que, la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las tarifas reguladas para el servicio de operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el Diario Oficial de la Federación, habida cuenta de que la planeación y control del sistema eléctrico es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que, para efectos de aplicación del presente Acuerdo, se aplicará la tarifa para generadores a los titulares de permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, a titulares de un contrato de Participante del Mercado que representa en el MEM a centrales de generación, y a las importaciones de energía, por otro lado, la tarifa para cargas se aplicará a las Entidades Responsables de Carga que adquieran energía en el MEM, los Suministradores de Servicios Calificados Participantes del Mercado, exportadores de energía y Suministradores de Último Recurso.

A C U E R D O

PRIMERO. Se expiden las tarifas aplicables para el periodo del 1 de enero al 28 de febrero de 2018 por el servicio público de operación del CENACE.

SEGUNDO. Se establece el periodo tarifario de aplicación para el servicio público de operación del CENACE, con una vigencia de dos meses a partir del 1 de enero de 2018 y hasta el 28 de febrero de 2018.

TERCERO. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas para el periodo establecido en el Acuerdo Segundo anterior:

Tarifas de la operación del CENACE

pesos / MWh

Generadores	Cargas
2.8644	7.4864

Mismas que se obtienen de considerar las tarifas definidas en el Acuerdo A/001/2017 aplicando un factor de ajuste por inflación nacional reportada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía y que aplican a la energía comprada y vendida en el MEM, medida en el punto de interconexión y punto de conexión, incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

CUARTO. El CENACE deberá entregar toda la información aludida en el Considerando Decimoséptimo con la desagregación, y en los formatos que la Comisión determine, que sea necesaria para la realización de sus revisiones tarifarias posteriores.

QUINTO. Notifíquese el presente Acuerdo a Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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.

SEXTO. El CENACE deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación, dentro de los 10 primeros días del mes de enero de 2018, las tarifas aplicables y a que se refiere el Acuerdo Tercero anterior.

SÉPTIMO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/068/2017,** en el Registro al que se refieren los artículos 11, 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 4 y 16, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 18 de diciembre de 2017

Guillermo Ignacio Garcia Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Pornal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/004/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE MARZO DE 2018 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, X, XXVI, inciso a) y e), y XXVII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracciones IV y LII, 15, 27, 94, 100, 138, 140 fracciones I y V de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 13, 35, fracción I y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 4, 7, fracción I, 12 y 18, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, y

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

PRIMERO. Que el artículo 2, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley.

SEGUNDO. Que el artículo 4, segundo párrafo, de la LIE señala que el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

TERCERO. Que el artículo 12, fracción IV de la LIE, faculta a la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

SECRETARÍA EJECUTIVA

CUARTO. Que los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a la misma Ley.

QUINTO. Que, el artículo 138, fracción IV, de la LIE dispone que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE

SEXTO. Que, en tanto la Comisión emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la operación del CENACE.

SÉPTIMO. Que mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del MEM, se garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y el CENACE estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM.

OCTAVO. Que el artículo 140 fracción I de la LIE, establece que la determinación y aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros, promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que el artículo 140, fracción V de la LIE, señala que las metodologías y tarifas reguladas deberán permitir al CENACE obtener ingresos que reflejen una operación eficiente

DÉCIMO. Que el 26 de enero de 2017, el Órgano de Gobierno de la Comisión emitió el Acuerdo A/001/2017 por el que expidió las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para los meses de febrero a diciembre del año 2017 (Acuerdo A/001/2017).

SECRETARÍA Ejecutiva

UNDÉCIMO. Que el considerando Trigésimo Tercero del Acuerdo A/001/2017 establece que, al terminar el periodo tarifario 2017 se realizará una conciliación del Ingreso Recuperable (IR) autorizado para la operación del **CENACE**, con el ingreso generado en exceso o déficit por lo ingresado por estudios de factibilidad de interconexión, conexión y cursos de capacitación, y que el monto de ingreso en exceso o déficit con relación al IR autorizado que se considere eficiente y justificado será trasladado al siguiente periodo tarifario.

DUODÉCIMO. Que el 18 de diciembre de 2017, el Órgano de Gobierno de la Comisión emitió el Acuerdo A/068/2017 por el que expidió las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 y hasta el 28 de febrero de 2018 (Acuerdo A/068/2017)

DECIMOTERCERO. Que el acuerdo Decimoséptimo del Acuerdo/068/2017 establece que, con el propósito de expedir las tarifas que serán vigentes a partir del 1 de marzo y hasta el 31 de octubre de 2018, el CENACE deberá presentar para la aprobación de la Comisión a más tardar el 26 de enero de 2018 la documentación que justifique las erogaciones presentadas en los oficios referidos en ese considerando, así como la justificación de los montos adicionales solicitados por el CENACE

DECIMOCUARTO. Que mediante el oficio DG/DAF/SF/406/2017 recibido en la Comisión el 27 de noviembre de 2017 el CENACE propone un IR para 2018 de $3 812 524 609.00 (tres mil ochocientos doce millones quinientos veinticuatro mil seiscientos nueve pesos)

DECIMOQUINTO. Que, el CENACE propone añadir al IR mencionado en el considerando Decimocuarto anterior, un monto adicional de $313 300 000.00 (trescientos trece millones trescientos mil pesos) por concepto de capital de trabajo, a fin de atender oportunamente los compromisos laborales y operativos, además de $645 900 000.00 (seiscientos cuarenta y cinco millones novecientos mil pesos) como primera aportación para fondear las obligaciones de pasivo laboral.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DECIMOSEXTO. Que el CENACE expone que los ingresos recibidos en 2017 son superiores a las erogaciones realizadas para su operación, por lo que, conforme a lo señalado en el considerando Trigésimo tercero del Acuerdo A/001/2017, el IR de 2018 deberá ajustarse con el superávit del ejercicio 2017, mismo que asciende a $843 328 339.00 (ochocientos cuarenta y tres millones trecientos veintiocho mil trecientos treinta y nueve pesos).

DECIMOSÉPTIMO. Que en tanto la Comisión emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE el remanente de operación que la Comisión ha considerado será de $301 000 000.00 (trescientos un millones de pesos), por lo que la diferencia del superávit y este último concepto es de $542 328 339 (quinientos cuarenta y dos millones trescientos veintiocho mil trescientos treinta y nueve pesos).

DECIMOCTAVO. Que de conformidad con lo establecido en las bases 17 y 18 de las Bases del Mercado y 104 y 108 de la LIE, el CENACE debe prever el costo del cobro que se realizará por el servicio de vigilancia del MEM que ejerce la Autoridad de Vigilancia del Mercado, que para 2018 asciende a $65 000 000 00 (sesenta y cinco millones de pesos)

DECIMONOVENO. Que los ingresos misceláneos son los ingresos que obtendrá el CENACE por la precalificación de ofertas de venta, intereses de inversiones en papel gubernamental, capacitación, venta de bases y otros conceptos.

VIGÉSIMO. Que el presupuesto de los proyectos de inversión presenta históricamente un subejercicio, por lo que el monto aprobado asciende a $222 287 043 (doscientos veintidós millones doscientos ochenta y siete mil cuarenta y tres pesos)

VIGÉSIMO PRIMERO. Que en caso de que la Comisión considere necesario reconocer inversiones adicionales durante el periodo tarifario establecido, esta estudiará la posibilidad de reconocerlas en el IR y, por tanto podrá llevar a cabo un ajuste extraordinario de las tarifas.

SECRETARÍA EJECUTIVA

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que la Comisión evaluó la eficiencia en los costos de operación y mantenimiento con base en un análisis comparativo de los costos de operadores internacionales y observó que el monto solicitado por el CENACE está por encima del estudio comparativo, por lo que los costos de operación y mantenimiento se calcularon tomando en cuenta el comportamiento tendencial, por lo que el monto de los costos aprobados es de $3 051 197 556.00 (tres mil cincuenta y un millones ciento noventa y siete mil quinientos cincuenta y seis).

VIGÉSIMO TERCERO. Que concluido el plazo establecido en el considerando Decimoséptimo del Acuerdo A/068/2017, la Comisión considera para el cálculo de la tarifa aplicable del 1 de marzo al 31 de diciembre de 2018 los siguientes conceptos y montos:

Composición del Ingreso Recuperable	
Costos de operación y mantenimiento	3,051,197,556
Inversiones	222,287,043
Actividades de vigilancia del mercado	65,000,000
Ingresos misceláneos	345,401,659
Superávit	542,328,339
Ingreso Requerido 2018	2,450,754,601

VIGÉSIMO CUARTO. Que las tarifas de operación del CENACE para el periodo comprendido del 1 de marzo al 31 de diciembre del 2018 son.

Tarifas de la operación del Centro Nacional de Control de Energía pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.3613	6.1186

Las tarifas antes señaladas aplican a la energía comprada y vendida en el MEM. incluyendo transacciones de importación y exportación sistema a sistema.

SECRETARÍA TÉCNICA

VIGÉSIMO QUINTO. Que al término del periodo tarifario 2018 se realizará una conciliación del IR autorizado para la operación del CENACE. El monto generado en exceso o déficit con relación al IR autorizado que se considere eficiente y justificado será trasladado al siguiente periodo tarifario.

VIGÉSIMO SEXTO. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de lo aprobado, dicho organismo deberá reintegrar a los Usuarios Finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales. Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la LIE.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el Diario Oficial de la Federación, habida cuenta de que la planeación y control del SEN es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que, para efectos del presente Acuerdo, se aplicará la tarifa para generadores a los titulares de permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, a titulares de un contrato de Participante del Mercado que representa en el MEM a centrales de generación y a las importaciones de energía. La tarifa para cargas se aplicará a las Entidades Responsables de Carga que adquieran energía en el MEM, los Suministradores de Servicios Calificados Participantes del Mercado, exportadores de energía y Suministradores de Último Recurso.

A C U E R D O

PRIMERO. Se expiden las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía, cuya vigencia será de 10 meses a partir del 1 de marzo de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SEGUNDO. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas para el periodo establecido en el acuerdo Primero anterior:

Tarifas de la operación del Centro Nacional de Control de Energía pesos / MWh	
Generadores	**Cargas**
2.3613	6.1186

TERCERO. El Centro Nacional de Control de Energía deberá presentar a la Comisión Reguladora de Energía, a fin de cada trimestre, los gastos incurridos durante los tres meses anteriores, así como toda la información con la desagregación y formatos que la Comisión Reguladora de Energía determine que sea necesaria para la realización de sus revisiones tarifarias posteriores.

CUARTO. A más tardar el 31 de octubre de 2018, el Centro Nacional de Control de Energía deberá entregar toda la información relevante del año, que se considere de impacto para que la Comisión Reguladora de Energía realice la actualización de las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía aplicables para el año 2019.

QUINTO. El Centro Nacional de Control de Energía deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación las tarifas aplicables a que se refiere el Acuerdo Segundo anterior, dentro de los diez primeros días del mes de marzo de 2018.

SEXTO. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control de Energía.

SECRETARÍA Ejecutiva

SÉPTIMO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/004/2018,** en el Registro al que se refieren los artículos 11, 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 4 y 16, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 15 de febrero de 2018

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

SECRETARÍA EJECUTIVA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/023/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS TARIFAS DE OPERACIÓN DEL CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGÍA PARA EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE AGOSTO DE 2018 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

El Órgano de Gobierno de la Comisión Reguladora de Energía, con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, II, III, X, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2, 4, párrafo segundo, 6, 12, fracciones IV y LII, 15, 27, 94, 100, 138, 140, fracciones I y V, de la Ley de la Industria Eléctrica, 1, 2, 13, 35, fracción I y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y 1, 2, 4, 7 fracción I, 12, 16 y 18, fracciones I y XLIII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía y

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

PRIMERO. Que el artículo 2, párrafo segundo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), son áreas estratégicas, y que el Estado mantendrá su titularidad, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares en los términos de dicha Ley.

SEGUNDO. Que el artículo 4, párrafo segundo de la LIE señala que el Control Operativo del SEN es de utilidad pública y se sujetará a obligaciones de servicio público y universal en términos del mencionado ordenamiento y de las disposiciones aplicables.

TERCERO. Que el artículo 12, fracción IV de la LIE, faculta a la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

CUARTO. Que los artículos 15 y 94 de la LIE establecen que el Estado ejercerá el Control Operativo del SEN a través del CENACE, y que este último operará el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) conforme a la misma Ley.

SECRETARÍA EJECUTIVA

QUINTO. Que el artículo 138, fracción IV de la LIE refiere que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para la operación del CENACE

SEXTO. Que en tanto la Comisión emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE, se requiere expedir la presente regulación tarifaria aplicable para garantizar la operación del CENACE.

SÉPTIMO. Que mediante la tarifa de operación del CENACE se obtendrán los ingresos que permitan la operación eficiente y confiable del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), se garantizará el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y el CENACE estará en posibilidad de proponer la ampliación y modernización de la RNT y los elementos de las RGD que correspondan al MEM

OCTAVO. Que el artículo 140, fracción I de la LIE establece que la determinación y aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas para la operación del CENACE deberán tener como objetivos, entre otros (i) promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica; (ii) garantizar la continuidad de los servicios; (iii) evitar la discriminación indebida; (iv) promover el acceso abierto a la RNT y a las RGD, y (v) proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que el 15 de febrero de 2018, el Órgano de Gobierno de la Comisión, emitió el Acuerdo A/004/2018 por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de marzo de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018

DÉCIMO. Que de conformidad con el considerado Vigésimo Primero del Acuerdo A/004/2018, se establece que en caso de que la Comisión considere necesario reconocer inversiones adicionales durante el periodo tarifario establecido del 1 de marzo de 2018 hasta el 31 de diciembre de 2018, dicha Comisión estudiará la posibilidad de reconocerlas en el Ingreso Requerido (IR) y,

INFORMACIÓN EJECUTIVA

por tanto, podrá llevar a cabo un ajuste extraordinario de las tarifas de operación del CENACE.

UNDÉCIMO. Que de conformidad con el considerando Vigésimo Tercero del Acuerdo A/004/2018, la Comisión consideró un IR de 2018 por $2,450,754,601 (dos mil cuatrocientos cincuenta millones setecientos cincuenta y cuatro mil seiscientos un pesos), compuesto por lo siguiente:

Composición del Ingreso Requerido Acuerdo A/004/2018	
Gasto de Operación y Mantenimiento	$3,051,197,556
Inversiones	$222,287,043
Actividades de vigilancia del mercado	$65,000,000
Ingresos Misceláneos	-$345,401,659
Superávit	-$542,328,339
Ingreso Requerido Total	**$2,450,754,601**

DUODÉCIMO. Que mediante el oficio CENACE/DAF/SF/153/2018 del 9 de mayo de 2018, el CENACE propuso que se lleve a cabo una revisión de las tarifas de operación y sometió a consideración de la Comisión un análisis de los gastos a incurrir en virtud de que la estimación realizada muestra una probable insuficiencia tarifaria para el segundo semestre, por lo que solicitó que se autorice un ingreso extraordinario de $809,217,656 (ochocientos nueve millones doscientos diecisiete mil seiscientos cincuenta y seis pesos) para cumplir con sus obligaciones, los cuales son originadas por Gastos en Operación y Mantenimiento (Gastos OMA) Inversiones y Complemento de Servicios Personales

DECIMOTERCERO. Que el ingreso extraordinario del considerando inmediato anterior, se compone de Gastos OMA por $285,136,814 (doscientos ochenta y cinco millones ciento treinta y seis mil ochocientos catorce pesos), Inversión corresponde a $373,080,842 (trescientos setenta y tres millones ochenta mil y ochocientos cuarenta y dos pesos) y en Servicios Personales se estimó una insuficiencia de salida del presupuesto de $151,000,000 (ciento cincuenta y un millón de pesos).

SECRETARÍA EJECUTIVA

DECIMOCUARTO. Que después de analizar la evidencia del ingreso requerido adicional presentada por el CENACE para poder enfrentar sus compromisos financieros, la Comisión determinó reconocer un ingreso extraordinario por $590,729,380 (quinientos noventa millones setecientos veintinueve mil trescientos ochenta pesos), por los conceptos de Gastos OMA por $217,648,538 (doscientos diecisiete millones seiscientos cuarenta y ocho mil quinientos treinta y ocho pesos), Inversiones por $373,080,842 (trescientos setenta y tres millones ochenta mil ochocientos cuarenta y dos pesos) y no se reconoció el renglón de Servicios Personales.

DECIMOQUINTO. Que de conformidad con el considerando Décimo Séptimo del Acuerdo A/004/2018, la Comisión consideró el superávit del ejercicio 2017 que asciende a $843,328,339 (ochocientos cuarenta y tres millones trescientos veintiocho mil trescientos treinta y nueve pesos). Además, en el mismo Acuerdo la Comisión aprobó un capital de trabajo por $301,000,000 (trescientos un millones de pesos), por lo que la diferencia del superávit y este último concepto es de $542,328,339 (quinientos cuarenta y dos millones trescientos veintiocho mil trescientos treinta y nueve pesos).

DECIMOSEXTO. Que de conformidad con el considerando Décimo Octavo del Acuerdo A/004/2018 y con lo establecido en los artículos 104 y 108 de la LIE, y las bases 17 y 18 de las Bases del Mercado, el CENACE debe prever el costo del cobro que se realizará por la actividad de vigilancia del MEM que ejerce la Autoridad de Vigilancia del Mercado y para 2018 asciende a $65,000,000 (sesenta y cinco millones de pesos).

DECIMOSÉPTIMO. Que de conformidad con el considerando Décimo Noveno y Vigésimo Tercero del Acuerdo A/004/2018, la Comisión aprobó ingresos misceláneos por $345,401,659 (trescientos cuarenta y cinco millones cuatrocientos un mil seiscientos cincuenta y nueve pesos), que son los ingresos que obtendrá el CENACE por la precalificación de ofertas de venta, intereses de inversiones en papel gubernamental, capacitación, venta de bases y otros conceptos

DECIMOCTAVO. Que la Comisión consideró los siguientes conceptos y montos que componen el IR del CENACE para el año 2018, como sigue:

SECRETARÍA EJECUTIVA

Composición del Ingreso Requerido, 2018 (pesos)	
Gastos de operación y mantenimiento	**$3,268,846,093**
Servicios personales	$1,566,620,157
Materiales y suministro	$38,646,858
Servicios Generales	$1,663,579,078
Inversiones	**$595,367,885**
Actividades de vigilancia del mercado	**$ 65,000,000**
Ingresos misceláneos	**-$ 345,401,659**
Superávit	**-$ 542,328,339**
Ingreso Requerido 2018	**$3,041,483,980**

DECIMONOVENO. Que una vez que la Comisión determinó el IR del año 2018, descontó el ingreso obtenido por el CENACE de enero a julio de 2018, a fin de obtener el ingreso faltante para el periodo comprendido del 1 de agosto al 31 de diciembre de 2018, y que con base al ingreso faltante se estableció el cálculo de la tarifa por el servicio de operación del CENACE.

VIGÉSIMO. Que, las tarifas por el servicio de operación del CENACE para el periodo comprendido del 1 de agosto al 31 de diciembre del 2018 son

Tarifas de la operación del Centro Nacional de Control de Energía pesos/MWh	
Generadores	**Cargas**
3.5187	9.1257

Las tarifas antes señaladas se determinaron con base en los pronósticos de energía comprada y vendida en el MEM, proporcionadas por el CENACE y que comprenden del 1 de agosto al 31 de diciembre del 2018.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que al término del periodo tarifario 2018 se realizará una conciliación del IR autorizado para la prestación del servicio de operación del CENACE. El monto generado en exceso o déficit con relación al IR autorizado

"Versión Pública"

que se considere eficiente y justificado será trasladado al siguiente periodo tarifario

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que, cuando la Comisión determine que el CENACE aplicó cargos y tarifas por arriba de lo aprobado, dicho organismo deberá reintegrar a los usuarios finales el monto cobrado en exceso, más los intereses correspondientes, conforme a la Tasa de Interés Interbancaria de Equilibrio más tres puntos porcentuales (3%). Los intereses se aplicarán para el periodo comprendido entre la fecha en la que se haya efectuado el cobro indebido y el momento en que el CENACE liquide su adeudo con dicho usuario. Lo anterior sin perjuicio de las sanciones que correspondan conforme a la LIE.

VIGÉSIMO TERCERO. Que, la Comisión tiene plenas facultades para determinar y expedir las tarifas reguladas para el servicio de operación del CENACE, mismas que dicho organismo publicará en el Diario Oficial de la Federación, habida cuenta de que la planeación y control del sistema eléctrico es un área estratégica y el CENACE requiere que su tarifa le genere ingresos que reflejen una operación eficiente.

VIGÉSIMO CUARTO. Que, para efectos de aplicación del presente Acuerdo, se aplicará la tarifa para generadores a los titulares de permisos para generar electricidad en Centrales Eléctricas, o bien, a titulares de un contrato de Participante del Mercado que representa en el MEM a centrales de generación, y a las importaciones de energía; por otro lado, la tarifa para cargas se aplicará a las Entidades Responsables de Carga que adquieran energía en el MEM, los Suministradores de Servicios Calificados Participantes del Mercado, exportadores de energía y Suministradores de Último Recurso

A C U E R D O

PRIMERO. Se expiden las tarifas para la operación del Centro Nacional de Control de Energía aplicables para el periodo del 1 de agosto al 31 de diciembre de 2018

SEGUNDO. Se deja sin efectos el Acuerdo A/004/2018 por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 de marzo de 2018 y hasta el 31 de diciembre de 2018

SECRETARÍA EJECUTIVA

TERCERO. Se autoriza el cobro de las siguientes tarifas para el periodo establecido en el Acuerdo Primero:

Tarifas de la operación del Centro Nacional de Control de Energía	
pesos/MWh	
Generadores	**Cargas**
3.5187	9.1257

CUARTO. El Centro Nacional de Control de Energía deberá entregar a la Comisión Reguladora de Energía, a fin de cada trimestre, los gastos incurridos durante los tres (3) meses anteriores y toda la información estadística y documental relacionada con sus revisiones tarifarias posteriores, de manera oficial con la desagregación y formatos que la Comisión determine.

QUINTO. A más tardar el 31 de octubre de 2018, el Centro Nacional de Control de Energía deberá entregar toda la información relevante del año, que se considere de impacto para que la Comisión Reguladora de Energía realice la actualización de las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía aplicables para el año 2019.

SEXTO. La presente regulación tarifaria estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018 y seguirá vigente hasta que se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, o bien, mientras dicha tarifa no sea actualizada o modificada

SÉPTIMO. El Centro Nacional de Control de Energía deberá publicar las tarifas autorizadas en el Acuerdo Tercero anterior, en el Diario Oficial de la Federación, dentro de los 10 (diez) días naturales posteriores a la notificación del presente Acuerdo.

OCTAVO. Notifíquese el presente Acuerdo al Centro Nacional de Control de Energía y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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, delegación Benito Juárez, código postal 03930, Ciudad de México

SIGNET-Pleno Ejecutivo

NOVENO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/023/2018,** en el Registro al que se refieren los artículos 11, 22, fracción XXVI, inciso a) y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 4 y 16, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 3 de agosto de 2018

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/058/2017

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LA METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS TARIFAS FINALES, ASI COMO LAS TARIFAS DE OPERACIÓN, QUE APLICARÁN A LA EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA CFE SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS DURANTE EL PERIODO QUE COMPRENDE DEL 1 DE DICIEMBRE DE 2017 Y HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 2018

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

PRIMERO. Que el artículo 2, segundo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) establece que el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional

SEGUNDO. Que el artículo 12, fracción IV de la LIE, señala que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) está facultada para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, así como de las tarifas finales del Suministro Básico en términos de lo dispuesto en los artículos 138 y 139 de la LIE.

TERCERO. Que el artículo 12, fracción XII de la LIE indica que corresponde a la Comisión emitir opinión respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar los Contratos de Cobertura Eléctrica basados en los costos de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas, y vigilar su cumplimiento.

CUARTO. Que el artículo 138 de la LIE establece que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas para los servicios de transmisión, distribución, la operación de los Suministradores de Servicios Básicos, la operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

QUINTO. Que el mismo artículo 138, segundo párrafo de la LIE establece que los Ingresos Recuperables (IR) del Suministro Básico incluirán los costos que resulten de las Tarifas Reguladas, así como los costos de la energía eléctrica y los Productos Asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los Contratos de Cobertura Eléctrica, siempre que dichos costos reflejen Prácticas Prudentes

SEXTO. Que el artículo 139 de la LIE señala que la Comisión aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas y las tarifas finales del Suministro Básico. La Comisión publicará las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios.

SÉPTIMO. Que el artículo 140, fracción I de la LIE establece que uno de los objetivos de la determinación y aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica garantizar la Continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución y proteger los intereses de los Participantes del Mercado y de los Usuarios Finales

OCTAVO. Que el mismo artículo 140, fracción III de la LIE, establece que uno de los objetivos de la aplicación de las metodologías y Tarifas Reguladas es determinar tarifas para los Suministradores de Servicios Básicos que les permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

NOVENO. Que el artículo 144 de la LIE establece que la Comisión expedirá mediante disposiciones administrativas de carácter general y aplicará la metodología para el cálculo y ajuste de los IR del Suministro Básico, y determinará los objetivos de cobranza eficiente para los Suministradores de Servicios Básicos

SECRETARÍA EJECUTIVA

DÉCIMO. Que el artículo 145 de la LIE señala que la Comisión estará facultada para investigar los costos de la energía eléctrica y de los Productos Asociados adquiridos por los Suministradores de Servicios Básicos, incluyendo los que se adquieran por medio de los Contratos de Cobertura Eléctrica. La Comisión determinará que no se recuperen mediante los IR los costos que no sean eficientes o que no reflejen Prácticas Prudentes.

UNDÉCIMO. Que el artículo 146 de la LIE señala que los Transportistas, los Distribuidores, los Suministradores de Servicios Básicos y el CENACE deberán publicar sus tarifas en los términos que al efecto establezca la CRE, mediante disposiciones administrativas de carácter general.

DUODÉCIMO. Que el artículo 47 del Reglamento de la LIE (Reglamento) establece que la Comisión expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general la regulación de las Tarifas Reguladas para la prestación del Suministro Eléctrico en su modalidad de Suministro Básico.

DECIMOTERCERO. Que el mismo artículo 47, segundo párrafo, del Reglamento, señala que la Comisión establecerá las Tarifas Reguladas bajo 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, sin reconocer las contraprestaciones, precios y tarifas que se aparten de dichos principios.

DECIMOCUARTO. Que con el objeto de que el régimen tarifario de Suministro Básico garantice el cumplimiento de los objetivos y principios establecidos en la LIE y en su Reglamento, procurando una transición ordenada hacia la operación del MEM, es conveniente establecer un periodo tarifario inicial para el nuevo régimen, donde se aseguren: (i) la estabilidad de precios y su predictibilidad, (ii) la transparencia, (iii) la recuperación de costos, (iv) la factibilidad, y (v) la eficiencia en la regulación tarifaria.

DECIMOQUINTO. Que los Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación (Términos), emitidos por la Secretaría el 11 de agosto de 2017, en su Anexo D identifican: a) las Centrales Eléctricas seleccionadas para formar parte de los Contratos Legados para el Suministro Básico que deberá suscribir CFE Suministrador de Servicios Básicos y las empresas productivas subsidiarias de

SECRETARÍA EJECUTIVA

CFE Generación, así como el plazo de vigencia correspondiente para cada una de ellas; y, b) la lista de Centrales Eléctricas que serán asignadas en prioridad para cubrir los costos de suministro de los usuarios domésticos, seleccionadas siguiendo el criterio de menor costo y el número de años a partir de la fecha de operación comercial que deberán asignarse en prioridad al servicio doméstico, con el fin de proveer un mecanismo de transición

DECIMOSEXTO. Que, en tanto esta Comisión no emita definitivamente las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento, se requiere expedir la regulación económica aplicable para garantizar la prestación del Servicio de Suministro Básico, durante un periodo tarifario inicial que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018.

DECIMOSÉPTIMO. Que los componentes que conforman las tarifas finales del Suministro Básico son los cargos por transmisión, distribución, operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, operación del CENACE servicios conexos no incluidos en el MEM y el costo de la energía y productos asociados, necesarios para atender a los usuarios del Suministro Básico

DECIMOCTAVO. Que, para efecto del cálculo de las tarifas correspondientes a la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, la Comisión analizó la información contable presentada por la Comisión Federal de Electricidad (CFE), para el año base 2014. Se utiliza este año base debido a que CFE Suministrador de Servicios Básicos no tiene información más reciente con el nivel de desagregación necesario para realizar el análisis correspondiente

DECIMONOVENO. Que, como resultado de dicho análisis, se obtuvieron los costos de suministro de CFE del año base 2014, correspondientes a la operación, mantenimiento y administración (OMA), comerciales, corporativo, pasivo laboral, depreciación, aprovechamiento y otros (impuestos, costos financieros), y que dichos costos se encuentran desagregados para cada una de las 16 Divisiones de Distribución.

VIGÉSIMO. Que de acuerdo a la información proporcionada por CFE para el año base 2014, los costos de explotación correspondientes a las actividades de operación mantenimiento y administración (OMA), comerciales, corporativos, costos financieros e impuestos, fueron desagregados en distribución y suministro básico de acuerdo a la siguiente proporción, 72 por ciento para distribución y 28

por ciento para la actividad de suministro. Que los costos de pasivos laborales se desagregaron en 74 por ciento para distribución y 26 por ciento para la actividad de suministro.

VIGÉSIMO PRIMERO. Que respecto a los costos de explotación para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, se reasignaron los costos corporativos informados por CFE a cada División de Distribución en función de la cantidad de clientes.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que, el costo de los activos relacionados con la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos se estimó en 93 1 pesos por cliente

VIGÉSIMO TERCERO. Que, para la estimación del costo de capital, se calculó una tasa de retorno real de 10 07 por ciento antes de impuestos, a través de la metodología de costo medio ponderado de capital, y se consideró una vida útil regulatoria de los activos no eléctricos de 10 años.

VIGÉSIMO CUARTO. Que para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos se agregó como base de capital el costo financiero asociado a las garantías de cumplimiento, que representan un capital inmovilizado para el suministrador y que para establecer el costo financiero de dichas garantías se consideró una tasa de interés de 5 por ciento anual, equivalente a la tasa de interés objetivo emitida por el Banco de México al 31 de diciembre de 2014, más 2 puntos porcentuales.

VIGÉSIMO QUINTO. Que CFE Suministrador de Servicios Básicos, debe asumir el riesgo de incobrabilidad, por lo cual se le reconoció el monto señalado por CFE para el ano base 2014, que representó 1.8 por ciento del ingreso anual por ventas en dicho año. Dicho monto se asignó a cada División de Distribución, con base en la información sobre la cartera vencida proporcionada por la CFE.

VIGÉSIMO SEXTO. Que para el costo asociado a la incobrabilidad, se asume como meta de eficiencia una reducción hasta alcanzar una proporción de dicho concepto, tomando como referencia el monto señalado en el considerando Vigésimo Quinto anterior, igual a 1.5 por ciento de los ingresos por ventas en el año 2018.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que se definió un sendero de eficiencia en costos de explotación para cada una de las divisiones de distribución.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que, el procedimiento para el cálculo de las tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos se compone fundamentalmente de dos pasos secuenciales. En el primero se determinan los IR autorizados para la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, y en el segundo, se asignan dichos IR a los diferentes tipos de usuarios del servicio.

VIGÉSIMO NOVENO. Que los IR autorizados a CFE Suministrador de Servicios Básicos por el servicio correspondiente a su operación, incluyen los conceptos de retorno sobre el capital, depreciación, costos de OMA, comerciales, corporativos, garantía de suministro e incobrabilidad asociados con su operación para atender tanto a usuarios que únicamente consumen energía, como a aquellos que también la producen en las modalidades que permite la LIE como Generación Distribuida y Abasto Aislado, entre otras. Los IR eficientes del año base 2014 se ajustaron por inflación y por los factores de eficiencia en costos de explotación e incobrabilidad para los años 2017 y 2018.

TRIGÉSIMO. Que los IR se asignaron con base en el costo relativo de atender a los usuarios de cada categoría tarifaria, con base en una relación de 10 a 1 para usuarios conectados en media tensión y de Gran Demanda en Baja Tensión (Mh) respecto a usuarios conectados en baja tensión (Ms) y de 30 a 1 para usuarios industriales conectados en alta tensión (Mi) respecto a usuarios conectados en baja tensión

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que, en el Anexo A del presente Acuerdo se detalla el procedimiento, así como la definición de las variables empleadas para el cálculo de las tarifas correspondientes a la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, descrito en los Considerandos Decimoctavo al Trigésimo.

SECRETARÍA de la Función

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que, para efecto del cálculo de las tarifas finales del Suministro Básico, la Comisión analizó la información presentada por la CFE, correspondiente a perfiles, niveles e histogramas de consumo de los distintos tipos de usuarios.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que, además de la información provista por la CFE, también se tomó en cuenta información del MEM para estimar el costo horario de la energía consumida.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que el procedimiento para el cálculo de las tarifas finales del Suministro Básico se compone fundamentalmente de tres pasos secuenciales conforme lo indicado en el Anexo B del presente Acuerdo. En el primero, se determinan los parámetros que permanecerán fijos, o que no se ajustarán con la misma periodicidad que los cuadros tarifarios; en el segundo, se calculan los insumos variables, y en el tercero se estiman los cargos por energía (incluyendo pérdidas) y capacidad.

TRIGÉSIMO QUINTO. Que con el fin de agrupar a los usuarios con características similares de consumo, nivel de tensión a la cual se encuentren conectados, así como sus características físicas, se establecieron doce categorías tarifarias.

Categoría tarifaria	Descripción	Tarifa anterior[1]
DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
DB2	Doméstico en Baja Tensión consumiendo mas de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
APMT	Alumbrado público en Media Tensión	5, 5A
GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión ordinaria	OM, 6

RAMT	Riego Agricola en Media Tensión	9M 9CU, 9N
DIST	Demanda Industrial en Subtransmision	HS HSL
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT HTL

1/ En la tercera columna se muestran las categorias tarifarias del esquema anterior de CFE, que se corresponden con cada una de las categorias tarifarias establecidas en el presente Acuerdo

TRIGÉSIMO SEXTO. Que, con el fin de agrupar a los usuarios con caracteristicas similares de consumo, se establecieron diecisiete Divisiones Tarifarias, las cuales coinciden con las actuales Divisiones de Distribución de la CFE, a excepción de Baja California, la cual se separa en dos divisiones tarifarias

División tarifaria 2/
Baja California
Baja California Sur
Bajío
Centro Occidente
Centro Oriente
Centro Sur
Golfo Centro
Golfo Norte
Jalisco
Noroeste
Norte
Oriente
Peninsular
Sureste
Valle de México Centro
Valle de México Norte
Valle de México Sur

2/ Las divisiones contienen las zonas geográficas señaladas en el Apartado 5.1 del Anexo B del presente Acuerdo.

TRIGÉSIMO SÉPTIMO. Que el componente de cargo por generación de las tarifas finales del Suministro Básico se determinará mensualmente con base en la Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro

SECRETARÍA EJECUTIVA

Básico que forma parte de los Términos, bajo los cuales los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar los contratos de Cobertura Eléctrica, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y productos asociados de cada Central Eléctrica Legada y Central Externa Legada.

TRIGÉSIMO OCTAVO. Que la metodología señalada en el Considerando Trigésimo Séptimo anterior, establece en su numeral VII, apartado A, tres esquemas de contratación de acuerdo al tipo de central: uno para las centrales térmicas de CFE, uno para centrales renovables de CFE y un tercero para los Productores Independientes de Energía (PIE) que firmen un contrato legado

TRIGÉSIMO NOVENO. Que, en el caso de las centrales térmicas, la metodología establece una opción de compra para la energía que será función de los PML y los costos variables de las centrales; la cantidad de potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) contratados a estas centrales serán fijas

CUADRAGÉSIMO. Que, respecto a las centrales de energía renovable de CFE, la metodología establece cuatro mecanismos de pago: las centrales hidroeléctricas de gran escala venderán toda su energía a CFE Suministrador de Servicios Básicos; las centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas con embalse venderán el 95 por ciento de su energía potencia y CEL a CFE Suministrador de Servicios Básicos, de tal forma que puedan ofertar el resto de su energía y productos asociados en el Mercado de Energía de Corto Plazo; para las centrales geotérmicas se establece la misma opción de compra que en el caso de las centrales térmicas y las centrales intermitentes no despachables venderán toda su energía a un precio fijo, proporcional a su capacidad

CUADRAGÉSIMO PRIMERO. Que, en el componente de cargo por generación de las tarifas finales del Suministro Básico, se utilizará el valor de la facturación, tanto por compras a Contratos Legados como por compras en el MEM, del mes inmediato anterior al mes de aplicación tarifaria para representar el costo de generación estimado de dicho mes, con el fin de garantizar una recuperación de costos eficientes, así como disminuir las desviaciones temporales del valor de la facturación estimada respecto al valor observado.

SECRETARÍA EJECUTIVA

CUADRAGÉSIMO SEGUNDO. Que a efecto de que la Comisión cuente con los insumos necesarios para realizar el cálculo de los cargos por generación a incluirse en las tarifas finales del Suministro Básico, conforme se establece en el Anexo B del presente Acuerdo, CFE Suministrador de Servicios Básicos entregará a la Comisión, en los formatos y plazos que ésta determine, los días 25 del mes inmediato anterior al mes de aplicación, la facturación de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas seleccionadas para formar parte de los Contratos Legados para el Suministro Básico, diferenciando sus componentes fijos y variables, así como el monto de facturación de CFE Suministrador de Servicios Básicos asociado a las compras de energía y productos asociados en el MEM. En caso que la fecha señalada coincida con un día inhábil, el envío de la información deberá realizarse el día hábil inmediato anterior.

CUADRAGÉSIMO TERCERO. Que los costos de generación de las centrales eléctricas más eficientes se asignarán a los usuarios pertenecientes a las categorías tarifarias cuyos usuarios tienen un menor consumo promedio de energía eléctrica y estén conectados en los niveles de menor tensión.

CUADRAGÉSIMO CUARTO. Que los costos de generación se descomponen en fijos y variables, los cuales, por su naturaleza, se asignan de manera distinta a los usuarios, con el objetivo de capturar la responsabilidad en el costo de cada grupo de usuarios.

CUADRAGÉSIMO QUINTO. Que la Comisión realizará el cálculo de las tarifas finales del Suministro Básico para los grupos tarifarios DB1 y DB2 con una periodicidad bimestral y para el resto de las categorías con una periodicidad mensual.

CUADRAGÉSIMO SEXTO. Que, el detalle de la información a que se refiere los Considerandos Trigésimo Segundo al Cuadragésimo Quinto, así como la definición de las variables empleadas para el cálculo de las tarifas finales del Suministro Básico, están contenidos en el Anexo B del presente Acuerdo.

CUADRAGÉSIMO SÉPTIMO. Que, habida cuenta que el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional y la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos requiere que su tarifa le permita obtener el ingreso estimado necesario para recuperar sus costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada, como lo establece el artículo 140 de la LIE, se emite el presente Acuerdo.

Por lo expuesto, y con fundamento en los artículos 14, 16 y 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; 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III,X y XXVI, inciso a), 25, fracción VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2,, 4, , 6, 12, fracción IV, 27, 138, fracción III y párrafo segundo, 139 y140, fracciones I y III, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción I, 59, párrafo primero, y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 1 y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, 1, 4, 7, fracción I, 12 y 18, fracciones I, VIII, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía esta Comisión toma el siguiente

A C U E R D O

PRIMERO. Se expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, misma que se adjunta a la presente como Anexo A y se tiene aquí por reproducida como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presente Acuerdo, la cual será aplicable durante el periodo tarifario inicial con vigencia del 1 de diciembre de 2017 hasta el 31 de diciembre de 2018.

SEGUNDO. Se expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico, misma que se adjunta a la presente como Anexo B y se tiene aquí por reproducida como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presente Acuerdo, la cual será aplicable durante el periodo tarifario inicial con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2018.

Versión Pública

TERCERO. CFE Suministrador de Servicios Básicos deberá entregar mensualmente, en los formatos que la Comisión Reguladora de Energía determine, la información sobre costos, fijos y variables de las centrales que hayan entregado energía y productos asociados el mes inmediato anterior, en los términos establecidos en los Considerandos Cuadragésimo Primero y Cuadragésimo Segundo para la determinación de las tarifas finales del Suministro Básico, los días 25 del mes inmediato anterior al mes de aplicación; en caso que la fecha señalada coincida con un día inhábil el envío de la información deberá realizarse el día hábil inmediato anterior.

CUARTO. Se establecen los Ingresos Recuperables por la operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos para el periodo tarifario inicial, con vigencia al 31 de diciembre de 2018:

División de distribución	Ingresos Recuperables 2017 [Miles de pesos]	Ingresos Recuperables 2018 [Miles de pesos]
Baja California	$125,231	$1 508,787
Bajío	$205,100	$2,498,854
Centro Occidente	$95 772	$1,162,595
Centro Oriente	$145,385	$1,746,362
Centro Sur	$135,190	$1,632,011
Golfo Centro	596,187	$1,178,490
Golfo Norte	$194,217	$2,363,235
Jalisco	$168,668	$2,052,349
Noroeste	$136,944	$1,656,476
Norte	$230,059	$2,702 737
Oriente	$164,022	$1,966,301
Peninsular	596 203	$1,108,287
Sureste	$316,654	$3,663 053
Valle de México Centro	$147,453	$1,707 504
Valle de México Norte	$203,195	$2,340,802
Valle de México Sur	$196,290	$2,261 255
TOTAL	$2,656,630	$31 629,095

QUINTO. Se establecen las tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, aplicables a los usuarios, durante diciembre de 2017 y del 1 de enero al 31 de diciembre de 2018

Tarifas de operacion de CFE Suministrador de Servicios Básicos aplicables durante diciembre de 2017

	Categoría tarifaria					
	DB1	DB2	PDBT	GDBT	RABT	RAMT
División de distribución	$/mes					
Baja California 1/	67 24	67 24	67 24	672 39	67 24	672 39
Bajío	44 27	44 27	44 27	442 68	44.27	442.68
Centro Occidente	38.31	38.31	38 31	383 06	38 31	383 06
Centro Oriente	44 10	44.10	44.10	441 00	44.10	441 00
Centro Sur	48 58	48 58	48 58	485 85	48.58	485 85
Golfo Centro	45 18	45.18	45 18	451 80	45 18	451.80
Golfo Norte	53 30	53.30	53.30	533.00	53.30	533.00
Jalisco	49 45	49 45	49 45	494 52	49.45	494.52
Noroeste	60 47	60.47	60 47	604 68	60 47	604.68
Norte	97 50	97.50	97.50	974.95	97.50	974 95
Oriente	48 27	48 27	48 27	482.70	48.27	482.70
Peninsular	50 44	50.44	50 44	504 43	50 44	504 43
Sureste	77 34	77 34	77 34	773 38	77.34	773 38
Valle de Mexico Centro	61 01	61 01	61 01	610 10	61.01	610.10
Valle de México Norte	68 86	66.86	68.86	666 62	66 86	666 62
Valle de México Sur	70 22	70.22	70.22	702 21	70.22	702 21

1/ Las tarifas aplicables a la división de Baja California aplican a Baja California Sur

Tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos aplicables durante diciembre de 2017

	Categoría tarifaria					
	APBT	APMT	GDMTO	GDMTH	DIST	DIT
División de distribución	$/mes					
Baja California	67 24	672.39	672 39	672.39	2,017 16	2,017.18
Bajío	44 27	442 68	442 68	442 68	1,328 05	1,328.05
Centro Occidente	38.31	383 06	383 06	383 06	1,149 18	1,149 18
Centro Oriente	44 10	441 00	441 00	441.00	1,323.01	1,323.01
Centro Sur	48 58	485 85	485 85	485 85	1,457 55	1,457.55
Golfo Centro	45.18	451.80	451 80	451 80	1,355 40	1,355 40
Golfo Norte	53 30	533 00	533 00	533 00	1,599.01	1,599 01
Jalisco	49 45	494 52	494 52	494 52	1,483.56	1,483 55
Noroeste	60.47	604 68	604 68	604 68	1,814 04	1,814 04
Norte	97.50	974.95	974 95	974 95	2,924.86	2,924 86
Oriente	48 27	482 70	482 70	482 70	1,448 11	1,448 11
Peninsular	50.44	504 43	504 43	504 43	1,513 30	1,513 30
Sureste	77.34	773.38	773 38	773 38	2,320 13	2,320 13
Valle de México Centro	61 01	610 10	610.10	610 10	1,830.30	1,830 30
Valle de México Norte	68.86	688 62	688 62	666 62	2,065 87	2,065 87
Valle de México Sur	70.22	702.21	702 21	702 21	2,106.64	2,106 64

1/ Las tarifas aplicables a la división de Baja California aplican a Baja California Sur

secretaría ejecutiva

Tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos aplicables del 1 enero a diciembre de 2018

	Categoría tarifaria					
	DB1	**DB2**	**PDBT**	**GDBT**	**RABT**	**RAMT**
División de distribución			$/mes			
Baja California	65 54	65 54	65 54	655 38	65 54	655.38
Bajío	43 62	43.62	43 62	436.21	43 62	436 21
Centro Occidente	38 27	38 27	38 27	382.66	38.27	382.66
Centro Oriente	42 86	42 86	42 86	428 56	42.86	428.56
Centro Sur	47 45	47.45	47 45	474 50	47 45	474 50
Golfo Centro	44 78	44.78	44 78	447.83	44.78	447.83
Golfo Norte	52 47	52 47	52 47	524 69	52 47	524.69
Jalisco	48 68	48.68	48.68	486.80	48 68	486 80
Noroeste	59 17	59 17	59 17	591.73	59.17	591 73
Norte	92 66	92 66	92 66	926 62	92.66	926.62
Oriente	46 81	46.81	46.81	468.15	46.81	468 15
Peninsular	49 56	49 56	49.56	495.59	49.56	495.59
Sureste	72 38	72 38	72 38	723 78	72.38	723.78
Valle de México Centro	57 16	57.16	57.16	571.56	57 16	571 56
Valle de México Norte	64 18	64 18	64.18	641.78	64.12	641.78
Valle de México Sur	65 45	65 45	65 45	654 45	65.45	654.45

1/ Las tarifas aplicables a la división de Baja California aplican a Baja California Sur

Tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos aplicables del 1 enero a diciembre de 2018

	Categoría tarifaria					
	APBT	**APMT**	**GDMTO**	**GDMTH**	**DIST**	**DIT**
División de distribución			$/mes			
Baja California	65.54	655.38	655 38	655 38	1,966 14	1 966 14
Bajío	43.62	436.21	436 21	436.21	1,308 62	1 308.62
Centro Occidente	38 27	382.66	382 66	382 66	1,147 99	1 147.99
Centro Oriente	42.86	428.56	428 56	428 56	1,285 68	1,285 68
Centro Sur	47.45	474.50	474.50	474.50	1,423 50	1,423 50
Golfo Centro	44 78	447.83	447.83	447.83	1,343 48	1 343.48
Golfo Norte	52 47	524.69	524 69	524 69	1,574 07	1,574 07
Jalisco	48.68	486.80	486.80	486.80	1,460 41	1,460.41
Noroeste	59.17	591.73	591.73	591.73	1,775.19	1 775.19
Norte	92 66	926 62	926 62	926 62	2,779 86	2,779 86
Oriente	46 81	468.15	468 15	468 15	1,404 44	1,404 44
Peninsular	49 56	495.59	495.59	495 59	1,486 76	1 486.76
Sureste	72 38	723 78	723 78	723 78	2,171 33	2,171.33
Valle de México Centro	57.16	571.56	571 56	571 56	1,714 69	1,714 69
Valle de México Norte	64 18	641.78	641.78	641 78	1,925 35	1 925.35
Valle de México Sur	65 45	654 45	654 45	654 45	1,963 35	1,963 35

1/ Las tarifas aplicables a la división de Baja California aplican a Baja California Sur

SEXTO. La Comisión calculará las tarifas finales del Suministro Básico, utilizando la metodología aprobada en el presente Acuerdo, con la periodicidad señalada en el considerando Cuadragésimo Quinto y notificará el valor de las tarifas finales del Suministro Básico a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, a más tardar el último día hábil del mes previo a su aplicación.

SÉPTIMO. La Comisión Reguladora de Energía publicará mensualmente en su en su portal de internet, a más tardar quince días a partir de la fecha en que se notifiquen las tarifas finales del Suministro Básico a CFE Suministrador de Servicios Básicos, la memoria de cálculo usada para determinar las tarifas finales del Suministro Básico a efecto de garantizar transparencia y coadyuvar con la predictibilidad de las tarifas. La memoria contendrá como mínimo los costos totales del Suministro Básico en sus componentes de transmisión, distribución, operación del CENACE, operación del Suministrador de Servicios Básicos, servicios conexos no incluidos en el MEM y costos de generación y productos asociados; los costos de generación desagregados en costos fijos y variables de las Centrales Legadas y Centrales Externas Legadas que firmen un Contrato Legado, los costos de otras fuentes y otros costos asociados, conforme al Anexo B del presente Acuerdo; los costos de generación que son asignados a las distintas categorías tarifarias: la generación y su composición, por tipo de fuente, destinada al Suministro Básico, y, una descripción del proceso de asignación de costos, fijos y variables, a las distintas categorías tarifarias.

OCTAVO. La Comisión Reguladora de Energía convocará a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Secretaría de Energía, a CFE Suministrador de Servicios Básicos y a representantes de consumidores de energía eléctrica a reunión, dentro de los 10 días hábiles al día en que notifique las tarifas finales del Suministro Básico, para exponer el contenido de la memoria de cálculo y las principales fuentes de variación de las tarifas finales del Suministro Básico, del mes correspondiente.

NOVENO. La Comisión Reguladora de Energía publicará las tarifas de los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista aplicables durante el periodo que comprende hasta el 31 de diciembre de 2018; en tanto se realice dicha publicación se aplicará un cargo de 0.0054 pesos por kWh.

Información Reservada

DÉCIMO. La CFE Suministrador de Servicios Básicos queda inhabilitada de establecer nuevos Convenios Especiales de Opción de demanda contratada para servicios en tarifas horarias: Servicio de respaldo y servicio normal para productores externos: Periodo de mantenimiento programado, y Tarifas para servicio general con cargos fijos, al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y las disposiciones emanadas de la misma. Los Convenios que se hayan establecido y cuya vigencia sobrepase la fecha de entrada en vigor del presente Acuerdo, se mantendrán vigentes hasta su fecha de vencimiento, con la misma contraprestación y bajo las mismas categorías y regiones tarifarias con la que se estableció originalmente, conforme a las Disposiciones Complementarias a las Tarifas para Suministro y Venta de Energía Eléctrica correspondientes

UNDÉCIMO. Las primeras tarifas finales de Suministro Básico, que corresponden al mes de diciembre de 2017, serán notificadas a CFE Suministrador de Servicios Básicos el 30 de noviembre de 2017.

DUODÉCIMO. La presente regulación económica estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018 y, en su caso, se entenderá prorrogada hasta que se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

DECIMOTERCERO. Notifíquese el presente Acuerdo a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez código postal 03930, Ciudad de México.

DECIMOCUARTO. CFE Suministrador de Servicios Básicos deberá publicar las tarifas por el servicio correspondiente a su operación y las tarifas finales del Suministro Básico, en el Diario Oficial de la Federación, de conformidad con el Considerando Cuadragésimo Séptimo en un plazo no mayor a 30 días hábiles posteriores a la notificación a la que se refiere el acuerdo Decimotercero del presente Acuerdo. Asimismo, CFE Suministrador de Servicios Básicos deberá

publicar a través de su página de internet las tarifas finales del Suministro Básico, el primer día del mes de aplicación correspondiente.

DECIMOQUINTO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/058/2017**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 23 de noviembre de 2017

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

Digitally signed by INGRID GALLO MONTERO
Date: 2017.11.23 23:31:39 +00:00
Reason: Notificación SE-210/70877/2017
Location: Comisión Reguladora de Energía

La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

De igual manera, se podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR, para lo cual se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil.

http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/5ca32f26-4923-41bb-89bf-a460cd8c884a

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/045/2016

ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR EL QUE SE EMITE OPINIÓN RESPECTO A LOS MECANISMOS, TÉRMINOS, PLAZOS, CRITERIOS, BASES Y METODOLOGÍAS BAJO LOS CUALES LOS SUMINISTRADORES DE SERVICIOS BÁSICOS TENDRÁN LA OPCIÓN DE CELEBRAR LOS CONTRATOS DE COBERTURA ELÉCTRICA BASADOS EN LOS COSTOS DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS LEGADAS Y LOS CONTRATOS DE LAS CENTRALES EXTERNAS LEGADAS

RESULTANDO

PRIMERO. Que el 11 de agosto de 2014 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF), entre otros, los Decretos por los que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME).

SEGUNDO. Que el 31 de octubre de 2014 se publicó en el DOF el Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE).

TERCERO. Que el 8 septiembre de 2015 se publicó en el DOF el Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico.

CUARTO. Que el 5 de agosto de 2016, mediante el oficio 317.042/16, la Secretaría de Energía presentó a la Comisión Reguladora de Energía (Comisión), una propuesta sobre los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías para celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica de conformidad con el párrafo segundo del artículo Décimo Noveno transitorio de la LIE (la Propuesta).

CONSIDERANDO

PRIMERO. Que el artículo 3, fracción V, de la LIE define la Central Eléctrica Legada como aquella Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de dicha Ley, no se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o usos propios continuos, y es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentran en condiciones de operación; o cuya construcción y entrega se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) en modalidad de inversión directa.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SEGUNDO. Que el artículo 3, fracción VI, de la LIE establece que las Centrales Externas Legadas son aquellas Centrales Eléctricas que, a la entrada en vigor de dicha Ley, se incluyen en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o cuya construcción y operación se ha incluido en el PEF en modalidad de inversión condicionada.

TERCERO. Que el artículo 11, fracción XVI, de la LIE señala que la Secretaría de Energía, con la opinión de la Comisión, está facultada para establecer los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar los Contratos de Cobertura Eléctrica basados en los costos de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas.

CUARTO. Que, en congruencia con lo anterior, el artículo 12, fracción XIII, de la LIE señala que corresponde a la Comisión emitir opinión respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías referidos en el considerando inmediato anterior, y vigilar su cumplimiento.

QUINTO. Que de acuerdo con el párrafo primero del artículo Décimo Noveno transitorio de la LIE, los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar Contratos Legados para el Suministro Básico bajo la figura de Contratos de Cobertura Eléctrica, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarquen la energía eléctrica y Productos Asociados de cada Central Eléctrica Legada y cada Central Externa Legada.

SEXTO. Que el mismo artículo Décimo Noveno transitorio de la LIE señala en su párrafo segundo que, con el fin de minimizar los costos del Suministro Básico, la Secretaría de Energía, con opinión de la Comisión, establecerá los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y determinará los mecanismos de evaluación de los Contratos Legados para el Suministro Básico. Estos mecanismos podrán ejecutarse de manera coordinada o independiente de las subastas señaladas en el artículo 53 de la LIE. Asimismo, se menciona en su párrafo tercero que los Contratos de Cobertura Eléctrica a que se refiere este artículo se asignarán para la reducción de las tarifas finales del Suministro Básico.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SÉPTIMO. Que, de acuerdo al considerando Quinto, al ser una opción de compra, los Contratos de Cobertura Eléctrica que celebren los Suministradores de Servicios Básicos buscarán balancear el objetivo de reducir los costos del Suministro Básico. En este sentido, como medidas para balancear dicho objetivo establecido en la LIE, se sugiere lo siguiente:

i. Se utilicen las Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas de menor costo para el suministro al sector doméstico.
ii. El costo de generación de los Contratos de Cobertura Eléctrica que celebren los Suministradores de Servicios Básicos no exceda el costo de generación del MEM.

OCTAVO. Que la Propuesta a que hace referencia el resultando cuarto anterior, contiene un documento titulado *"Metodología, criterios y términos para Contratos Legados"*, que como su nombre lo dice, describe la metodología, criterios y términos a partir de los cuales la Secretaría de Energía seleccionó las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas sobre las cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica; así como, sus esquemas de pagos, precios, cantidades de energía y factores de ajuste; y los modelos de contratos en función de los productos ofertados y sus anexos respectivos.

NOVENO. Que, de acuerdo con la Propuesta, para la selección de las centrales que tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica, se evaluaron 159 Centrales Eléctricas Legadas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), 28 Centrales Externas Legadas con permiso de generación con la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE), 20 Centrales Eléctricas Legadas cuya construcción y entrega se ha incluido en el PEF en modalidad de inversión directa y 8 Centrales Externas Legadas cuya construcción y operación se ha incluido en el PEF en modalidad de inversión condicionada.

DÉCIMO. Que para seleccionar a aquellas centrales interconectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) la Secretaría de Energía consideró el margen operativo promedio anual para el periodo 2015 – 2029, que es el resultado del ingreso correspondiente al Precio Marginal Local que recibiría la Central Eléctrica por la generación entregada en su nodo, menos los costos fijos y variables de operación y mantenimiento (OyM). Así, aquellas Centrales

SECRETARÍA EJECUTIVA

Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas, con un Valor Presente Neto (VPN) positivo, tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico. Se utiliza el VPN debido a que es un método estándar para la consideración del valor temporal del dinero a la hora de evaluar y elegir entre los diferentes proyectos de inversión disponibles para una empresa a largo plazo.

UNDÉCIMO. Que, para el caso de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas del Sistema de Baja California y Baja California Sur, la Secretaría de Energía evaluó, como parte de los flujos anuales, los ingresos que recibirían dichas centrales en el Mercado para el Balance de Potencia, integrando al margen operativo, el costo por reserva de capacidad en el sistema de gasoductos. Así, aquellas centrales con un VPN positivo tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico.

DUODÉCIMO. Que como resultado de la aplicación de la metodología descrita en los considerandos Décimo y Undécimo, la Secretaría de Energía seleccionó 154 Centrales Eléctricas de las cuales 106 son Centrales Eléctricas Legadas de CFE, 28 son Centrales Externas Legadas con permiso de generación con la modalidad PIE, 14 son Centrales Eléctricas Legadas cuya construcción y entrega se ha incluido en el PEF en modalidad de inversión directa y 6 son Centrales Externas Legadas cuya construcción y operación se ha incluido en el PEF en modalidad de inversión condicionada.

DECIMOTERCERO. Que la vigencia del Contrato de Cobertura Eléctrica para cada Central Eléctrica Legada y Central Externa Legada, iniciará a partir de la firma del mismo y finalizará en el año en que el VPN positivo alcance su máximo valor. Al respecto, la vigencia de los Contratos de Cobertura Eléctrica que propone de la Secretaría de Energía es la siguiente:

i. Para 26% de las centrales se propone una duración menor a 5 años;
ii. Para 15% de las centrales se propone una duración de entre 5 y 10 años,y
iii. Para 59% de las centrales se propone una duración mayor a 10 años.

En el Anexo A, del presente Acuerdo, se indica la duración de los contratos por Central Eléctrica Legada y Central Externa Legada de acuerdo con lo señalado por la Secretaría de Energía.

DECIMOCUARTO. Que, de acuerdo con la metodología elaborada por la Secretaría de Energía, existen tres tipos de esquemas de pagos y asignación de cantidades contratadas:

i. Para Centrales Eléctricas Legadas con tecnología térmica;
ii. Para Centrales Eléctricas Legadas con tecnologías renovables, y
iii. Para Centrales Externas Legadas.

DECIMOQUINTO. Que los esquemas de pagos y asignación de cantidades en los Contratos de Cobertura Eléctrica pactados por los Suministradores de Servicios Básicos con centrales térmicas constituyen una opción de compra y serán ejercidos por éste en función de los Precios Marginales Locales que prevalezcan en el MEM. El ejercicio de la opción de compra dependerá del precio del combustible, eficiencia en el uso del mismo (*heat rate*) y de los costos variables de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos con Centrales Externas Legadas. En este sentido, se ejerce la opción de compra si el precio del ejercicio es menor al Precio Marginal Local en el nodo de entrega. Así, la energía contratada estará en función del precio de ejercicio de la opción de compra; mientras que, la capacidad dependerá de la capacidad neta de cada Central.

DECIMOSEXTO. Que, por su parte, los esquemas de pagos y asignación de cantidades en los Contratos de Cobertura Eléctrica pactados por los Suministradores de Servicios Básicos con centrales renovables consisten en que toda la energía generada, por las centrales "acreedoras" (excepto centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas con embalse, y geotérmicas), sea adquirida por los Suministradores de Servicios Básicos. En este sentido, las obligaciones de pago quedarán estipuladas en el contrato para cubrir costos de capacidad y pagos por energía que reflejen las características operativas de cada tecnología.

DECIMOSÉPTIMO. Que la Secretaría de Energía propone que, con el fin de promover el despacho óptimo de las centrales hidroeléctricas medianas y pequeñas con embalse, los Suministradores de Servicios Básicos contraten el 95% de la energía, potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL) asociados, de tal forma que las centrales puedan ofertar el remanente de su energía y productos asociados en el Mercado de Corto Plazo. Por ello, solo el 95% de los costos totales de los Contratos de Cobertura Eléctrica de estas Centrales se remunerará a través del contrato que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DECIMOCTAVO. Que respecto a los esquemas de pagos y asignación de cantidades en los modelos de Contratos de Cobertura Eléctrica que podrán celebrar los Suministradores de Servicios Básicos con Centrales Externas Legadas, tanto las renovables como las térmicas, fueron evaluadas bajo la misma metodología elaborada por la Secretaría de Energía. Por lo que, la Secretaría de Energía propone que los costos asociados con la operación de estas centrales sean cubiertos a través de los contratos de Cobertura Eléctrica referidos, mientras que el Generador que represente a las Centrales Externas Legadas deberá entregar la capacidad, energía, CEL y Servicios Conexos asociados a las mismas.

DECIMONOVENO. Que con base en la metodología, criterios y términos contenidos en la Propuesta y los costos presentados por la Secretaría de Energía bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos podrán celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica, el costo de la energía eléctrica para cada Contrato de Cobertura Eléctrica es como se muestra en el Anexo A del presente Acuerdo, resultando en un costo total, como sigue:

Pago Estimado de Contratos de Cobertura Eléctrica para el primer año (expresado en miles de millones de pesos de 2015)	
Pago por capacidad	121.5
Costo de combustibles	120.7
Pago variable de operación y mantenimiento	24.1
Otros pagos (CENACE y Transmisión)	13.6
Total	279.9

VIGÉSIMO. Que, el pago por capacidad referido en el considerando Décimo noveno, incluye los montos que continuación se enlistan:

Pago Estimado por capacidad para el primer año (expresado en miles de millones de pesos de 2015)	
Cargos de Reserva de Gasoductos	16.5
Costo fijo de operación	53
Costo fijo de mantenimiento	4.2
Incremental pasivo laboral	8.5

SECRETARÍA EJECUTIVA

Amortización pasivo laboral	9.3
Impuestos Fijos	
Depreciación	23.3
Retorno nivelado	5.3
Cuota anual CENACE	0.1
Supervisión permiso Comisión	0.1
Desmantelamiento LV	0.3
Terminal de Carbón	0.9
Total	121.5

VIGÉSIMO PRIMERO. Que, de la metodología elaborada por la Secretaría de Energía para estimar el costo de los combustibles, se toman como referencia los datos de generación de 2015 y los precios de combustibles del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2016 (PRODESEN), y para aquellos casos en que dichos datos no estén disponibles, se usan precios de combustible para el cálculo del factor de ajuste de tarifas de cargos fijos.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que, para el pago variable de OyM en la metodología para asignar los Contratos de Cobertura Eléctrica, se consideran los costos fijos y variables de OyM, la depreciación y el retorno nivelado, mismos que se enlistan a continuación:

Pago Estimado Variable de Operación y Mantenimiento	
(expresado en miles de millones de pesos de 2015)	
Costo fijo de operación	4.7
Costo fijo de mantenimiento	0.4
Costo variable de operación y mantenimiento	18.0
Depreciación	0.4
Retorno nivelado	0.6
Total	24.1

VIGÉSIMO TERCERO. Que para el pago variable por la operación del CENACE y la tarifa regulada de transmisión se considera un pago de $0.6 y $13 mil millones de pesos, respectivamente.

SECRETARÍA EJECUTIVA

VIGÉSIMO CUARTO. Que, de acuerdo con la metodología enviada por la Secretaría de Energía a la Comisión, los factores de ajuste aplicables a los pagos por Contratos de Cobertura Eléctrica serán mensuales.

VIGÉSIMO QUINTO. Que el factor de ajuste para el pasivo laboral se calcula como el promedio entre el aumento mensual calculado por la variación anual de la tasa de actualización de las prestaciones acordado en el contrato colectivo de trabajo de la CFE y la tasa de variación entre el salario diario promedio asociado a trabajadores asegurados a nivel nacional, publicado por el Instituto Mexicano del Seguro Social.

VIGÉSIMO SEXTO. Que el factor de ajuste para los costos de OyM deberá reflejar la inflación en México y Estados Unidos, así como las variaciones en el tipo de cambio entre ambos países, a partir de un promedio ponderado de dichos componentes en los últimos dos meses. Para la determinación de la inflación en México, se considera el Índice Nacional de Precios al Productor sin Crudo de Exportación, publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), y para la inflación en Estados Unidos se utiliza el rubro "*All Commodities*" del Índice de Precios al Productor (*Producer Price Index*).

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que, con motivo de lo dispuesto en el considerando anterior, es necesario establecer la proporción de costos de OyM afectados por la inflación en pesos y en dólares, respectivamente. De acuerdo con los insumos de la CFE analizados por la Secretaría de Energía, el 41.6% de los costos fijos de OyM están en dólares y el 58.4% en pesos. Además, para los costos variables de OyM, se consideran participaciones del 30% y 70%, respectivamente.

VIGÉSIMO OCTAVO. Que el factor de ajuste para el retorno nivelado se calcula como la variación entre el promedio de los dos meses inmediatos anteriores del Índice Nacional de Precios al Productor sin Crudo de Exportación, publicado por el INEGI.

VIGÉSIMO NOVENO. Que tal como se señaló en los considerandos Tercero y Cuarto, la Comisión debe emitir una opinión sobre los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los contratos para las centrales que serán reconocidos en los ingresos recuperables de los Suministradores de Servicios Básicos, mismos que forman parte de la Propuesta.

SECRETARÍA EJECUTIVA

TRIGÉSIMO. Que para efectos de lo anterior y con el propósito de conocer con mayor profundidad la Propuesta presentada por la Secretaria de Energia, servidores públicos de ambas instituciones sostuvieron reuniones de trabajo donde se analizó la razonabilidad de los costos a considerar, así como los términos de los contratos propuestos por la Secretaría de Energía.

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que, a fin de evaluar la razonabilidad en términos de costo de los que se desprenden los pagos a realizar a cada Central Elèctrica Legada y Central Externa Legada, la Comisión realizó 2 escenarios comparativos con base en información de la base WEIO_2014-*Power Generation Investment assumptions* de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés). Dicha base de datos de la Agencia Internacional de Energía es un compilado de datos de inversión de diferentes tecnologías de generación a nivel internacional, obtenidos de encuestas realizadas por la misma agencia y de revisiones de los últimos datos de inversión en centrales eléctricas disponibles. Adicionalmente, la Comisión realizó un escenario comparativo tomando como referencia el precio promedio de potencia resultante de la Segunda Subasta Eléctrica de Largo Plazo.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que, a partir de la información contenida en la base señalada en el considerando inmediato anterior, la Comisión realizó un ejercicio de comparación de los costos de inversión anualizados en el sector de generación de energía eléctrica de Estados Unidos, Europa, China, Brasil, India, Rusia y Japón. Dichos costos se compararon con los costos de capacidad anual de las Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas que tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica de acuerdo con la metodología propuesta por la Secretaría de Energía. Además, se compararon los costos OyM de la Agencia Internacional de Energía con los costos OyM propuestos por la Secretaría de Energía para Centrales Eléctricas Legadas.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que, para efectos de lo establecido en el Considerando Vigésimo noveno, la Comisión realizó un comparativo internacional de costos totales de generación y de OyM, bajo los siguientes criterios:

i. Las cifras son expresadas en pesos de 2015.

ii. Se consideró una vida útil de las centrales de 30 años.

iii. Costos de generación y de OyM obtenidos como la mediana de los datos de Estados Unidos, Europa, China, Brasil, India, Rusia y Japón reportados por la Agencia Internacional de Energía.

iv. Los bienes comerciables se ajustan por el tipo de cambio propuesto por la Secretaría de Energía ($ 17.91 pesos por dólar)

v. Los bienes no comerciables se ajustan por poder de paridad de compra (PPP, por sus siglas en inglés) de 8.2644 pesos por dólar, obtenido de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) para el cierre de 2015.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que, derivado de los criterios indicados en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo tercero, se desprenden tres escenarios que se ponen a consideración y elección de la Secretaría de Energía:

a. **Escenario A**: este escenario solo aplica el ejercicio de comparación descrito en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo tercero al costo de generación de las Centrales Eléctricas Legadas, sin afectar el costo asociado a los gasoductos propuesto por la Secretaría de Energía, además de no aplicar ajustes al costo total de las Centrales Externas Legadas.

b. **Escenario B**: este escenario solo aplica el ejercicio de comparación descrito en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo tercero al costo de generación de las Centrales Eléctricas Legadas, sin aplicar ajustes al costo total de las Centrales Externas Legadas. En este escenario el costo de asociado a los gasoductos propuesto por la Secretaría de Energía no se incluye en el costo total que resulta en este escenario.

SECRETARÍA EJECUTIVA

c. **Escenario C**: este escenario a diferencia de los 2 anteriores, aplica el ejercicio de comparación únicamente a los costos de capacidad anual de todas las Centrales Eléctricas Legadas sin afectar a los costos de los contratos de Centrales Externas Legadas, tomando como referencia el precio promedio de potencia resultante de la Segunda Subasta Eléctrica de Largo Plazo (32,258 dólares/MW-año).

TRIGÉSIMO QUINTO. Que, por su parte, en relación a los modelos de contratos propuestos por la Secretaría de Energía (los Modelos de Contratos), la Comisión realizó una revisión de la que se desprenden diversas sugerencias de modificación a dichos Modelos de Contratos, mismos que se incluyen como Anexo C del presente Acuerdo.

Por lo anterior, y con fundamento en los artículos 2, fracción III, 25 y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 22, fracciones I, III, IV, XXIV y XXVI, inciso a), 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 3, fracciones V, VI y XIV, 11, fracción XVI, 12, fracción XIII, y Transitorios Décimo Octavo y Décimo Noveno de la Ley de la Industria Eléctrica; Transitorio Décimo del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 2, 3, 6, fracción I, 10, 16, párrafo segundo, fracción I y 59, fracción I del Reglamento Interno de la Comisión, la Comisión:

A C U E R D A

PRIMERO. Se emite opinión respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar los Contratos de Cobertura Eléctrica basados en los costos de las Centrales Eléctricas Legadas y los Contratos de las Centrales Externas Legadas, en los términos siguientes:

I. Los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos de Cobertura Eléctrica que celebren los Suministradores de Servicios Básicos tienen como objetivo minimizar los costos del Suministro Básico.

II. La metodología utilizada por la Secretaría de Energía para determinar las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales

SECRETARÍA EJECUTIVA

Externas Legadas con los que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar un Contrato de Cobertura Eléctrica con los Suministradores de Servicios Básicos y la duración de dichos Contratos de Cobertura Eléctrica, es adecuada. Adicionalmente, se sugiere que se dé prioridad a los Contratos de Cobertura Eléctrica que brinden el mayor margen operativo promedio anual. Respecto a los requisitos y montos mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica establecidos por la Comisión mediante la RES/584/2016, la Comisión opina que el conjunto de Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas propuestas por la Secretaría de Energía cumplen con dichos requisitos.

III. El costo total estimado de generación resultante de la Propuesta, deberá tomar en consideración que la opción de compra de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas por encima del escenario de ajuste, propuesto por la Comisión y elegido por la Secretaría de Energía, descrito en el inciso V siguiente, podrá significar una reducción conforme se realicen las subastas; se cumplan los plazos de los Contratos de Cobertura Eléctrica, y los Usuarios Calificados salgan al MEM. Para tal efecto en el Anexo A del presente Acuerdo se presentan las duraciones de los contratos, de conformidad con la propuesta de la Secretaría de Energía.

IV. De acuerdo con el archivo electrónico entregado por la Secretaría de Energía, 149 centrales, conforme al modelo de la Secretaría de Energía, tienen un VPN mayor o igual a cero.

V. El costo estimado total de generación asignado a dichos Contratos de Cobertura Eléctrica debe ser congruente con los costos eficientes que derivan de los 3 escenarios contemplados en el ejercicio de comparación que se describe en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo cuarto, por lo que la Comisión pone a consideración de la Secretaría de Energía la elección de alguno de los escenarios de ajuste al costo total de generación descritos en el considerando Trigésimo Cuarto:

SECRETARÍA EJECUTIVA

Escenario A

Pago Estimado de Contratos de Cobertura Eléctrica para el primer año

expresado en miles de millones de pesos de 2015	
Pago por capacidad	117.6
Costo de combustibles	120.7
Pago variable de operación y mantenimiento	16.2
Otros pagos (CENACE y Transmisión)	13.6
Total	268.1

Escenario B

Pago Estimado de Contratos de Cobertura Eléctrica para el primer año

expresado en miles de millones de pesos de 2015	
Pago por capacidad	101.1
Costo de combustibles	120.7
Pago variable de operación y mantenimiento	16.2
Otros pagos (CENACE y Transmisión)	13.6
Total	251.6

Escenario C

Pago Estimado de Contratos de Cobertura Eléctrica para el primer año

expresado en miles de millones de pesos de 2015	
Pago por capacidad	50.0
Costo de combustibles	120.7
Pago variable de operación y mantenimiento	24.1
Otros pagos (CENACE y Transmisión)	13.6
Total	208.4

VI. El costo de los gasoductos, propuesto por la Secretaría de Energía, representa un costo que no puede ser comparado de manera homogénea con otras referencias internacionales; sin embargo, la Comisión sugiere ajustar los costos de reserva de capacidad de los gasoductos propuestos por la Secretaría de Energía que se incluyan

SECRETARÍA EJECUTIVA

en los Contratos de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico, para reflejar únicamente la capacidad efectivamente utilizada por las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas, y en caso de que dicha capacidad sea comercializada con otro fin, los ingresos deberán ser descontados del costo que en su caso reconozca la Secretaría de Energía para el Contrato de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico, o en su defecto, dichos ingresos sean reintegrados a los Usuarios de Suministro Básico.

VII. Los costos totales de generación en los Contratos de Cobertura Eléctrica que en su caso se ejerza la opción de contratación por los Suministradores de Servicios Básicos con Centrales Externas Legadas, tanto renovables como térmicas, reflejan los costos asociados con la operación de estas centrales que se establecen en los contratos vigentes entre CFE y las Centrales Externas Legadas. El costo total reflejado en los Escenarios A y B de las Centrales Externas Legadas se asciende a $65.3 mil millones de pesos.

VIII. Para el caso del escenario C descrito en el considerando Trigésimo cuarto del presente Acuerdo, solo se aplicó un ajuste al cargo por capacidad sin afectar los costos asociados a los contratos de Centrales Externas Legadas, tomando como referencia el precio promedio de potencia resultante de la Segunda Subasta Eléctrica de Largo Plazo.

IX. Las diferencias entre los costos totales propuestos por la Secretaría de Energía para los Contratos de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico y los resultados de los ejercicios de comparación descritos en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo cuarto, pueden tener como origen varios factores, principalmente:

(i) Factores individuales específicos a cada central, y

(ii) Características estructurales derivadas de la falta de disciplina de mercado en el régimen previo a la Reforma.

SECRETARÍA EJECUTIVA

En cuanto al primer grupo de factores no es posible realizar un análisis central por central que de manera inequívoca permita identificar las razones de las diferencias debido a la vida útil ya transcurrida de las centrales y a falta de información que habría. Por ello no es posible determinar qué proporción de cada uno de estos dos factores conforman las diferencias entre los costos propuestos y los escenarios de comparación.

X. En cuanto a las diferencias de costos relacionadas con las características estructurales en el régimen previo a la Reforma, al representar costos de transición a un modelo en competencia, la Comisión considera que no es conveniente que sean absorbidas de manera total o inmediata, ya sea por el usuario, la empresa u otra forma de apoyo externo. Por ello, la Comisión considera recomendable instrumentar un mecanismo transitorio de ajuste de costos en los Contratos de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico que permita un equilibrio entre los objetivos siguientes:

a) Generar incentivos a la eficiencia en la generación asignada a los Contratos de Cobertura Eléctrica para que se acerque lo más rápido posible a niveles de competencia del mercado, y

b) La adecuada recuperación de costos de provisión del servicio, sobre todo en las clases de consumidores que pueden optar por suministro alterno (Usuarios Calificados potenciales).

XI. Un mecanismo de ajuste, como el referido en el numeral anterior, puede estructurase a través de las siguientes medidas:

a) Un ajuste inicial en los costos de los Contratos de Cobertura Eléctrica que no incluya todos los costos fijos de los gasoductos; un rendimiento más acorde con la vida útil y eficiencia de cada una de las Centrales Eléctrica Legadas y Centrales Externas Legadas; unos costos fijos por lo menos cercanos al escenario de referencia que elija la Secretaría, resultado del ejercicio de comparación realizado por la Comisión, con el objetivo de que gradualmente converjan a los costos competitivos que ya comienza a mostrar el mercado en México.

SECRETARÍA EJECUTIVA

b) Un factor de escalamiento en los costos totales de los Contratos de Cobertura Eléctrica para los primeros años de la vida de los mismos, que permita un reconocimiento gradual de los costos y la predictibilidad en los costos de generación y, por tanto, posibilite calcular, con cierto grado de confiabilidad, las tarifas de los usuarios que pueden optar por suministrador alterno (Usuarios Calificados potenciales).

c) Una reducción de los montos de cobertura en potencia de los Contratos de Cobertura Eléctrica y la duración de los Contratos de Cobertura Eléctrica, con la finalidad de que dicha potencia se contrate por medio de subastas y se incentive la competencia, por lo menos parcialmente, para el Suministro Básico. Para ello, la Comisión podrá considerar ajustar los montos de cobertura establecidos en la RES/584/2016.

XII. Con los elementos o medidas referidas en el numeral anterior, se pueden garantizar de manera balanceada los objetivos de reducir los costos del Suministro Básico que buscan los Contratos de Cobertura Eléctrica para Suministro Básico.

XIII. Que en ausencia de otra capacidad en el futuro inmediato, la Comisión pone a consideración de la Secretaría de Energía la necesidad de encontrar un equilibrio entre contratar Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas que podrían tener costos totales de generación por arriba del escenario derivado del ejercicio de comparación que sea seleccionado por la Secretaría de Energía, y el riesgo de variaciones en el precio de la energía en el MEM, para atender los objetivos descritos en el inciso X del Acuerdo Primero. En este sentido, la Comisión estima conveniente que se someta a consideración de los Suministradores de Servicios Básicos, que rechace la celebración de los Contrato de Cobertura Eléctrica o limite su vigencia al mínimo posible, respecto de aquellas Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas de mayor costo total de generación. Para lo anterior, la Comisión podrá considerar adecuar los requisitos y montos mínimos de Contratos de Cobertura Eléctrica mínimos establecidos por la Comisión mediante la RES/584/2016.

SECRETARÍA EJECUTIVA

XIV. Para aquellas centrales cuyo costo total esté por debajo de los costos de referencia estimados por la Comisión bajo los criterios y escenarios mencionados en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo cuarto, el ejercicio de comparación refleja el costo total de generación de las Centrales Eléctricas Legadas y los contratos de las Centrales Externas Legadas propuesto por la Secretaría de Energía.

SEGUNDO. Toda vez que la generación asociada a las Centrales Eléctricas Legadas y a los contratos de las Centrales Externas Legadas de menor costo debe estar destinada para el Suministro Básico, los Contratos de Cobertura Eléctrica deben reflejar que los incrementos de capacidad, energía y Productos Asociados que resulten de proyectos de reconstrucción, renovación o rehabilitación de centrales, siempre que estos incrementos no superen el 10% de la capacidad nominal o producción de energía, pueden incorporarse para cumplir con el objeto del Contrato de Cobertura Eléctrica sin modificar las condiciones de precio. En aquellos casos en que los incrementos de capacidad o energía superen el umbral mencionado o extiendan la vida útil de la central, deberán ser puestas en primera instancia a disposición del Suministro Básico por medio de las subastas.

TERCERO. Se propone, a partir del ejercicio de comparación señalado en los considerandos Trigésimo primero al Trigésimo cuarto, que los costos estimados por la Secretaría de Energía sean ajustados mediante el establecimiento de una trayectoria de eficiencia para reflejar los costos eficientes de generación de las referencias de los escenarios de comparación

CUARTO. Se pone a consideración de la Secretaría de Energía los comentarios y sugerencias de la Comisión respecto a los Modelos de Contratos propuestos por dicha dependencia, mismos que se encuentran contenidos en el Anexo C del presente Acuerdo.

QUINTO. Los Suministradores de Servicios Básicos deberán entregar copia certificada de los Contratos de Cobertura Eléctrica que se refiere este Acuerdo dentro de los 20 días posteriores a su celebración.

SEXTO. Los anexos al presente Acuerdo forman parte integrante del mismo y se tienen por reproducidos como si a la letra se insertasen.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SÉPTIMO. Notifíquese el presente Acuerdo a la Secretaría de Energía.

OCTAVO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/045/2016,** en el registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 59, fracción I, del Reglamento Interno de la Comisión.

Ciudad de México, a 10 de noviembre de 2016.

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Noé Navarrete González
Comisionado

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

ACUERDO DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR EL QUE DETERMINA LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO APLICABLES DURANTE DICIEMBRE DE 2017

Con fundamento en los artículos 2, fracción III, 16, último párrafo y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, X y XXVI, inciso aj), 25, fracciones V y VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 4, 6, 12 fracción IV, 138, fracción III 139 y 140, fracciones I y III, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39 y 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, 1 y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Electrica; 1, 4, 7, fracciones I, III y X, 12 y 18, fracciones I, III, VIII y XLIII, 28 y 36 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía

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

PRIMERO. Que el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética señala que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

SEGUNDO. Que el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que la Comisión aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico.

TERCERO. Que el artículo 146 de la LIE señala que los suministradores de servicios básicos deberán publicar sus tarifas en los términos que al efecto establezca la Comisión, mediante disposiciones administrativas de carácter general.

CUARTO. Que el artículo 140, fracción III de la LIE establece que uno de los objetivos de la aplicación de las metodologías y tarifas reguladas es determinar tarifas para los suministradores de servicios básicos que les permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada

QUINTO. Que se aprobó el Acuerdo A/058/2017 por el que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos durante el periodo que comprende del 1° de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

SEXTO. Que conforme al acuerdo Undécimo del Acuerdo A/058/2017, las primeras tarifas finales de suministro básico correspondientes al mes de diciembre de 2017, serán notificadas por la Comisión a CFE Suministrador de Servicios Básicos el 30 de noviembre de 2017

SÉPTIMO. Que la Comisión considera necesario establecer un periodo de transición en la aplicación de la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales de suministro básico, contenida en el Acuerdo A/058/2017, con el objeto de que los usuarios del suministro básico se familiaricen de manera gradual con el nuevo esquema tarifario.

OCTAVO. Que con la finalidad de proporcionar máxima publicidad a la primera determinación de las tarifas finales del suministro básico y brindar certidumbre a sus usuarios, se emite el siguiente:

A C U E R D O

PRIMERO. Se determinan las tarifas finales del suministro básico aplicables en el mes de diciembre de 2017, para cada una de las divisiones tarifarias, mismas que han sido calculadas conforme la metodología establecida en el Acuerdo A/058/2017 de la Comisión Reguladora de Energía, para quedar conforme se indica en el Anexo Único que se adjunta al presente y se tiene aquí por reproducido como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presente Acuerdo

SEGUNDO. Se instruye a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos para que publique a través de su página de internet las tarifas finales que le han sido notificadas por medio del presente Acuerdo, contando para tal efecto y por única ocasión con un plazo de cinco días hábiles.

TERCERO. Se establece un periodo de transición con la finalidad de que los usuarios del suministro básico se familiaricen de manera gradual con el esquema establecido por el Acuerdo A/058/2017, en razón de lo cual, la Comisión

SECRETARÍA EJECUTIVA

Reguladora de Energía, calculará durante los meses de diciembre de 2017, enero, febrero y marzo de 2018, el valor de la facturación conforme a los costos de generación que resulten de la actualización tendencial de las tarifas eléctricas correspondientes a noviembre de 2017.

Para efecto de la actualización tendencial a que se refiere el párrafo anterior, se tomarán en consideración las variaciones mensuales de los precios de los principales combustibles fósiles utilizados en la generación de energía eléctrica, así como el índice de precios productor promedio ponderado de siete índices seleccionados de la industria manufacturera y de la gran división de la construcción, información que se deberá tomar de la publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI)

CUARTO. Se calculará el valor de la facturación por categoría y división tarifaria de la facturación que resulte de la actualización tendencial y la facturación que resulte de la aplicación de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico, con lo cual se determinan precios medios, mismos que se promediarán de conformidad con la siguiente escala de ponderación:

Escala de ponderación para los costos de generación

Mes	Precio medio (Facturación con actualización tendencial)	Precio medio (Facturación con Metodología)
Diciembre 2017	80%	20%
Enero 2018	60%	40%
Febrero 2018	40%	60%
Marzo 2018	20%	80%

Se ajustarán los cargos por generación de manera tal que el valor del precio medio que resulte de la facturación mediante la aplicación de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico, se nivele con el valor del precio medio resultante de la escala de ponderación

QUINTO. Notifíquese el presente Acuerdo y su Anexo Único a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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.

OFICINA CENTRAL

SEXTO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/061/2017**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 29 de noviembre de 2017

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

SECRETARÍA EJECUTIVA

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/001/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA EL ACUERDO PRIMERO DEL DIVERSO A/058/2016

Con fundamento en los artículos 2, fracción III, 16, último párrafo y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1, 2, fracción II, 3, 4, párrafo primero, 5, 14, 22, fracciones I, III, X y XXVI, inciso a), 25, fracciones V y VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 4, 6, 12, fracción IV, 138, fracción III, 139 y 140, fracciones I y III, de la Ley de la Industria Eléctrica y 1, 3, 4, 13, 14, 35, fracción I, 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1 y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 4, 7, fracciones I, III y X, 12 y 18, fracciones I, III, VIII y XLIII, 28 y 36 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía

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

PRIMERO. Que el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) señala que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

SEGUNDO. Que el artículo 22, fracción II de la LORCME establece que corresponde a la Comisión expedir, a través de su Órgano de Gobierno, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, así como las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia

documento ejecutivo

TERCERO. Que el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que la Comisión aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico.

CUARTO. Que el artículo 140, fracción II de la LIE señala que las Tarifas Reguladas de los servicios de distribución permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas de acuerdo con el estándar determinado por la Comisión, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

QUINTO. Que por Acuerdo de la Comisión A/074/2015 se aprobaron las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1° de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

SEXTO. Que se aprobó el Acuerdo A/058/2016 por el que la Comisión define criterios de interpretación administrativa en relación con, entre otras, las tarifas para el servicio público de distribución de energía eléctrica aplicable durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1° de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

SÉPTIMO. Que la Comisión estima necesario desarrollar un criterio adicional y tomar como base el Criterio 3 del Acuerdo Primero del Acuerdo **A/058/2016**, el cual establece que los cargos expresados en $/kW-mes son equivalentes a la demanda máxima registrada medida en kilowatts, dentro de los doce meses anteriores, y que los doce meses se contarán a partir del mes inmediato anterior al del día que se trate.

OCTAVO. Que la Comisión estima también necesario modificar el Criterio 4 del Acuerdo Primero del Acuerdo **A/058/2016,** el cual establece que durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2018, se usará la demanda contratada para los usuarios cuya demanda no se mide.

NOVENO. Que con la finalidad de evitar diferentes interpretaciones sobre el contenido y alcance de los aspectos económicos, técnicos y legales relativos a la tarifa de servicio público de distribución de energía eléctrica y brindar certidumbre a sus usuarios, se emite el siguiente.

A C U E R D O

PRIMERO. Se adiciona el Criterio 3 Bis al Acuerdo Primero del Acuerdo A/058/2016:

> **Criterio 3 Bis.** La demanda a la que se deberá aplicar las tarifas de Distribución expresadas en $/kW-mes se define como.
>
> $$min\{Dmax_{anual}, Dmax_{mensual}\}$$
>
> Donde $Dmax_{anual}$ se define como la demanda máxima registrada medida en kilowatts, dentro de los doce meses anteriores (considerando el mes de facturación) conforme al Considerando Décimo y la $Dmax_{mensual}$ se refiere a la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación

SEGUNDO. Se modifica el Criterio 4 al Acuerdo Primero del Acuerdo A/058/2016 para quedar como sigue:

Durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1° de enero de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2018, para los usuarios suministrados en media tensión cuya demanda no se mide, la demanda máxima del periodo se determinará utilizando los factores de carga establecidos en el apartado 3.5.3 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017.

TERCERO. Se instruye a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos para que aplique de manera retroactiva el presente Acuerdo al 1° de diciembre de 2017. Por tanto, CFE Suministrador de Servicios Básicos considerará la diferencia del importe pagado como un anticipo a cuenta sobre la facturación de los usuarios finales del Suministro Básico.

CUARTO. Se instruye a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución para que aplique de manera retroactiva el presente Acuerdo al 1° de diciembre de 2017. Por tanto, CFE Distribución considerará como un anticipo a cuenta sobre la facturación de CFE Suministrador de Servicios Básicos la diferencia del importe pagado.

QUINTO. El presente Acuerdo permanecerá vigente hasta en tanto la Comisión apruebe las tarifas por el servicio público de distribución de energía eléctrica aplicables para el siguiente periodo tarifario.

SEXTO. Notifíquese el presente Acuerdo a CFE Distribución, a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos y al Centro Nacional de Control de Energía y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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.

SÉPTIMO. CFE Distribución deberá dar cumplimiento al Acuerdo Undécimo del Acuerdo **A/074/2015,** respecto a la publicación, de las tarifas, por lo que deberá publicar en el Diario Oficial de la Federación el contenido del presente Acuerdo.

OCTAVO. Inscribase el presente Acuerdo bajo el número **A/001/2018,** en el Registro al que se refieren los artículos 22 fracción XXVI y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía

Ciudad de México, a 1 de febrero de 2018

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Josús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

versión pública

Digitally signed by INGRID GALLO MONTERO
Date: 2018.02.07 18:26:50 +00:00
Reason: Notificación SE-210/18267/2018
Location: Comisión Reguladora de Energía

La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

De igual manera, se podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR, para lo cual se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil.

http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/f281b9a2-5e5b-4690-b1d7-2ddc1d18c2bd

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/002/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LOS ACUERDOS TERCERO Y CUARTO DEL DIVERSO A/061/2017

Con fundamento en los artículos 2, fracción III, 16, último párrafo y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. 1, 2. fracción II. 3, 4 párrafo primero 5. 14, 22, fracciones I, III, X y XXVI inciso ai, 25, fracciones V y VII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: 1. 2, 4, 6, 12, fracción IV, 138, fracción III. 139 y 140, fracciones I y III. de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 3. 4, 13. 14. 35, fracción I, y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1 y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica: 1, 4. 7. fracciones I. III y X, 12 y 18, fracciones I, III, VIII y XLIII, 28 y 36 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energia, la Comisión Reguladora de Energía

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

PRIMERO. Que el artículo 22, fracción II de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) establece que corresponde a la Comisión Reguladora de Energia (Comisión) expedir, a través de su Órgano de Gobierno. supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación y de las disposiciones administrativas de carácter general o de carácter interno, asi como las normas oficiales mexicanas aplicables a quienes realicen actividades reguladas en el ámbito de su competencia.

SEGUNDO. Que el articulo 42 de la LORCME señala que la Comisión fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

TERCERO. Que el articulo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) señala que la Comisión aplicará las metodologias para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico

VERSIÓN PÚBLICA

CUARTO. Que se aprobó el Acuerdo A/058/2017 por el que la Comisión expide la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales, así como las tarifas de operación, que aplicarán a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos durante el periodo que comprende del 1° de diciembre de 2017 y hasta el 31 de diciembre de 2018.

QUINTO. Que en el punto de Acuerdo Tercero del Acuerdo A/061/2017 la Comisión estableció un periodo de transición en la aplicación de la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico, contenida en el Acuerdo A/058/2017, con el objeto de que los usuarios del Suministro Básico se familiaricen de manera gradual con el nuevo esquema tarifario. Dicho periodo de transición incluye un ajuste de los costos de generación, definidos en los Acuerdos Tercero y Cuarto del Acuerdo A/061/2017.

SEXTO. Que mediante el Acuerdo A/062/2017 la Comisión delega en el Jefe de Unidad de Electricidad la aplicación y determinación mensual subsecuente de las metodologías emitidas mediante el Acuerdo A/058/2017.

SÉPTIMO. Que, con el fin de reducir el impacto en la facturación de los usuarios finales del Suministro Básico la Comisión considera conveniente modificar el esquema de transición establecido en los puntos de Acuerdo Tercero y Cuarto del Acuerdo A/061/2017, se emite el siguiente

A C U E R D O

PRIMERO. Se modifica el Acuerdo Tercero del Acuerdo A/061/2017 para quedar como sigue

> **TERCERO.** Se establece un periodo de transición con la finalidad de que los usuarios del suministro básico se familiaricen de manera gradual con el esquema establecido por el Acuerdo A/058/2017, en razón de lo cual, la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos calculará a partir de diciembre de 2017, el valor de la facturación conforme a los costos del suministro eléctrico que resulten de la actualización tendencial de las tarifas eléctricas
>
> Para efecto de la actualización tendencial a que se refiere el párrafo anterior se tomarán en consideración las variaciones mensuales de los precios de los principales combustibles fósiles utilizados en la generación de energía

INFORMACIÓN RESERVADA

eléctrica, así como el índice de precios productor promedio ponderado de siete índices seleccionados de la industria manufacturera y de la gran división de la construcción, información que se deberá tomar de la publicada por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI).

SEGUNDO. Se modifica el Acuerdo Cuarto del Acuerdo A/061/2017 para quedar como sigue:

> **CUARTO**. Se calculará el valor de la facturación de cada usuario de suministro básico que resulte de la actualización tendencial y la facturación que resulte de la aplicación de la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del Suministro Básico, con lo cual se determinan precios medios, mismos que se promediarán de conformidad con la siguiente escala de ponderación

Escala de ponderación para la facturación por usuario

Mes	Facturación con actualización tendencial	Facturación con Metodología
Diciembre 2017	80%	20%
Enero 2018	60%	40%
Febrero 2018	60%	40%
Marzo 2018	60%	40%

TERCERO. Se instruye a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos para que aplique de manera retroactiva el presente Acuerdo al 1 de diciembre de 2017. Por tanto, CFE Suministrador de Servicios Básicos considerará la diferencia del importe pagado como un anticipo a cuenta sobre la facturación de los usuarios finales del Suministro Básico.

CUARTO. Se instruye a la Unidad de Electricidad, a que previo a que termine el periodo de transición establecido en el Acuerdo Segundo del presente Acuerdo, revise los supuestos y metodología de cálculo de las tarifas finales del Suministro Básico, con el objetivo de permitir el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, y proteger los intereses de los usuarios.

QUINTO. Notifíquese el presente Acuerdo a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SEXTO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/002/2018,** en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, y 25, fracción X, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México a, 1 de febrero de 2018

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

VERSIÓN PÚBLICA

Digitally signed by INGRID GALLO MONTERO
Date: 2018.02.07 18:26:51 +00:00
Reason: Notificación SE-210/18258/2018
Location: Comisión Reguladora de Energía

La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

De igual manera, se podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR, para lo cual se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil.

http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/7aa3291d-a527-4050-9b8d-802cfa50fcbe

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/017/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA LOS DIVERSOS A/058/2016 Y A/058/2017, RELATIVOS A LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO, PARA EL PERIODO DE ABRIL A DICIEMBRE DE 2018

Con fundamento en los artículos. 22. fracciones I, II, III. X, XI y XXVI, inciso a). 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética: 1, 2, , 6. 12. 139, 140, fracciones I y III, 141 y 145 de la Ley de la Industria Eléctrica, 1. 3. 13, 14, 35, fracción I, 39, 57, fracción 1 y 59, párrafo primero de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1 y 47, 48 Y 49 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, y 1, 4, 7, fracción I 12 y 18, fracciones I y VIII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, la Comisión Reguladora de Energía, y

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

PRIMERO. Que conforme al artículo 22 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) tiene las atribuciones de emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento, de emitir resoluciones. acuerdos, directivas, bases y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones. y de solicitar a los sujetos regulados todo tipo de información o documentación y verificar la misma respecto a las actividades reguladas

SEGUNDO. Que el artículo 42 de la LORCME instituye como mandato a la Comisión: ***(i)*** fomentar el desarrollo eficiente de la industria, ***(ii)*** promover la competencia en el sector, ***(iii)*** proteger los intereses de los usuarios, ***(iv)*** propiciar una adecuada cobertura nacional y ***(v)*** atender a la confiabilidad. estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios

TERCERO. Que conforme disponen los artículos 2 y 4 de la Ley de la Industria Eléctrica (la LIE), el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional y constituye un servicio de interés público cuya prestación se sujeta a los mandatos de ***(i)*** eficiencia, ***(ii)*** calidad, ***(iii)*** confiabilidad. ***(iv)*** continuidad. ***(v)*** seguridad y ***(vi)*** sustentabilidad.

CUARTO. Que el artículo 6 de la LIE, dispone que será el Estado quien establezca y ejecute la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía y la Comisión, en el ámbito de sus respectivas competencias

QUINTO. Que el artículo 12, fracción IV de la LIE señala que la Comisión está facultada para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación de los suministradores de servicios básicos, así como de las tarifas finales del suministro básico en términos de lo dispuesto en los artículos 138 y 139 de la LIE

SEXTO. Que el artículo 138, segundo párrafo de la LIE establece que los Ingresos Recuperables (IR) del suministro básico incluirán los costos que resulten de las tarifas reguladas, así como los costos de la energía eléctrica y los productos asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los contratos de cobertura eléctrica, siempre que dichos costos reflejen prácticas prudentes. En este sentido, conforme al artículo 3, fracción XXIX de la LIE, las Prácticas Prudentes se definen como la adopción de las mejores prácticas de la industria relacionadas con los costos, inversiones, operaciones o transacciones, que se llevan a cabo en condiciones de eficiencia e incorporando los mejores términos comerciales disponibles al momento de su realización

SÉPTIMO. Que el artículo 139 de la LIE señala que la Comisión aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas y de las tarifas finales del suministro básico.

OCTAVO. Que el artículo 140, fracción I de la LIE establece que uno de los objetivos de la determinación y aplicación de las metodologías y las tarifas finales del suministro básico es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que el artículo 140, fracción III de la LIE establece que uno de los objetivos de la aplicación de las metodologías y las tarifas finales del suministro básico, es determinar tarifas para los suministradores de servicios básicos que permitirán obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los

SECRETARÍA EJECUTIVA

impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no estará garantizada.

DÉCIMO. Que el artículo 141 de la LIE señala que la Comisión estará facultada para investigar las inversiones y otros costos en que incurran los suministradores de servicios básicos, y determinará que no se recuperen mediante las tarifas reguladas correspondientes los costos o inversiones que no sean eficientes o que no reflejen prácticas prudentes.

UNDÉCIMO. Que el artículo 145 de la LIE señala que la Comisión estará facultada para investigar los costos de la energía eléctrica y de los productos asociados adquiridos por los suministradores de servicios básicos, incluyendo los que se adquieran por medio de los contratos de cobertura eléctrica y determinará que no se recuperen mediante los IR los costos que no sean eficientes o que no reflejen prácticas prudentes.

DUODÉCIMO. Que el artículo 47, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (RLIE) señala que la Comisión establecerá las contraprestaciones, precios y tarifas reguladas bajo 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, sin reconocer las contraprestaciones, precios y tarifas que se aparten de dichos principios.

DECIMOTERCERO. Que conforme a lo establecido en los párrafos sexto y octavo del artículo 47 del RLIE, 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, así como emplear indicadores de desempeño, en la determinación de contraprestaciones, precios o tarifas reguladas. Asimismo, la Comisión puede requerir la información de costos, condiciones de operación y demás elementos 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.

DECIMOCUARTO. Que el artículo transitorio Décimo Noveno de la LIE establece que los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar Contratos Legados para el Suministro Básico (CLSB) bajo la figura de contratos de cobertura eléctrica, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y productos asociados de cada central eléctrica legada y cada central externa legada.

DECIMOQUINTO. Que el propio artículo transitorio Décimo Noveno de la LIE, segundo párrafo señala que, con el fin de minimizar los costos del suministro básico, la Secretaría de Energía, con opinión de la Comisión, establecerá los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los CLSB y determinará los mecanismos de evaluación de los mismos. Asimismo, señala que los contratos de cobertura eléctrica a que se refiere dicho transitorio se asignarán para la reducción de las tarifas finales del suministro básico.

DECIMOSEXTO. Que, de conformidad con lo señalado en el Considerando Decimoquinto anterior, mediante el Acuerdo A/045/2016 de fecha del 10 de noviembre de 2016, la Comisión emitió opinión, a solicitud de la Secretaría de Energía, respecto a los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar los contratos de cobertura eléctrica basados en los costos de las centrales eléctricas legadas y los contratos de las centrales externas legadas (Acuerdo de Opinión), en donde se señaló que no se puede hacer un pronunciamiento por cada una de las centrales para analizar las diferencias con la referencia internacional debido a los factores específicos de cada una de ellas y a las características estructurales preexistentes a la reforma y se destacó, entre otros, las siguiente consideraciones:

a. Evitar que las diferencias de costos relacionadas con las características estructurales en el régimen previo a la reforma energética, al representar costos de transición a un modelo en competencia, sean absorbidas de manera total o inmediata, ya sea por el usuario, la empresa u otra forma de apoyo externo.

b. Instrumentar un mecanismo transitorio de ajuste de costos en los CLSB que permita un equilibrio entre los objetivos de eficiencia en la generación y la adecuada recuperación de costos.

c. Implementar un mecanismo de ajuste, el cual podría estructurase a través del escalamiento en los costos totales de los Contratos de Cobertura Eléctrica para los primeros años de la vida de los mismos, que permita un reconocimiento gradual de los costos y la predictibilidad en los costos de generación.

d. Establecer una trayectoria de eficiencia para reflejar los costos eficientes de generación de las referencias de los escenarios de comparación

DECIMOSÉPTIMO. Que el Transitorio Segundo de los Términos, Plazos, Criterios, Bases y Metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y Mecanismos para su evaluación, emitidos por la Secretaría de Energía, a través de la Dirección General de Reestructuración y Supervisión de Empresas y Organismos del Estado en el Sector Eléctrico, de fecha 11 de agosto de 2017, establece que las empresas subsidiarias de suministro básico y de generación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) deberán entregar a la Comisión y a la Secretaría de Energía, un ejemplar original o una copia certificada de cada uno de los CLSB.

DECIMOCTAVO. Que mediante el Acuerdo A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017, la Comisión expidió la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales (Metodología) así como las tarifas de operación de CFE Suministrador de Servicios Básicos, aplicables durante el periodo tarifario inicial que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018.

DECIMONOVENO. Que conforme al considerando Décimo Cuarto del citado Acuerdo A/058/2017, durante el periodo tarifario inicial para el nuevo régimen tarifario, se debe asegurar: *(i)* la estabilidad de los precios y su predictibilidad, *(ii)* la transparencia, *(iii)* la recuperación de costos, *(iv)* la factibilidad, y *(v)* la eficiencia en la regulación tarifaria.

VIGÉSIMO. Que mediante el Acuerdo A/061/2017 de fecha 29 de noviembre de 2017, la Comisión dio a conocer las tarifas finales del suministro básico aplicables en el mes de diciembre de 2017 y estableció un periodo de transición en la aplicación de la Metodología, durante los meses de diciembre de 2017 a marzo de 2018, con el objeto de que los usuarios se familiarizaran de manera gradual con el nuevo esquema tarifario y evitar volatilidad en la facturación, derivada de la aplicación de los diferentes componentes que conforman la tarifa final

VIGÉSIMO PRIMERO. Que conforme al citado Acuerdo A/061/2017, durante el periodo de transición, se ajustaron los cargos de generación -energía y capacidad- por categoría y división tarifarias con base en la ponderación entre el precio medio que resultara de la facturación promedio con actualización tendencial y el precio medio que resultara de la facturación promedio con la aplicación de la Metodología, tal como se describe en el Acuerdo Cuarto de dicho instrumento.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que mediante el Acuerdo A/062/2017 de fecha 29 de noviembre de 2017, el Órgano de Gobierno de la Comisión delegó en el Jefe de

RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA

la Unidad de Electricidad las atribuciones previstas en el artículo 139 de la LIE, para que aplique las metodologías para determinar el cálculo y ajuste mensuales de las tarifas reguladas y las tarifas finales del suministro básico en los términos señalados en el citado Acuerdo.

VIGÉSIMO TERCERO. Que en la aplicación de las tarifas finales de diciembre de 2017 se presentaron incrementos no generalizados en las facturas de aquellos usuarios en media y alta tensión observando diferencias significativas en su facturación y precio medio al compararlos de un mes a otro, explicadas principalmente por el cargo de distribución efectuado sobre la demanda máxima registrada medida en kilowatts dentro de los doce meses anteriores.

VIGÉSIMO CUARTO. Que derivado de lo anterior, la Comisión determinó necesario llevar a cabo la revisión de la información sobre la demanda máxima de energía eléctrica por categoría y división tarifarias, así como de los criterios de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución, contenidos en el Acuerdo A/058/2016 de fecha 20 de diciembre de 2016. Lo anterior, a efecto de implementar diversas medidas para reducir la volatilidad en la facturación de los usuarios finales del suministro básico.

VIGÉSIMO QUINTO. Que en relación con las medidas mencionadas en el Considerando anterior, la Comisión modificó el Acuerdo Primero del diverso A/058/2016, mediante el Acuerdo A/001/2018 de fecha 1 de febrero de 2018, para establecer que la demanda a la que se deberá aplicar las tarifas de distribución expresadas en $/kW-mes sea la mínima entre la demanda máxima registrada dentro de los doce meses anteriores y la demanda máxima registrada en el mes que corresponde la facturación, con la finalidad de evitar diferentes interpretaciones sobre el contenido y alcance de los aspectos económicos, técnicos y legales relativos a la tarifa de servicio público de distribución de energía eléctrica y brindar certidumbre a sus usuarios.

VIGÉSIMO SEXTO. Que en el citado Acuerdo A/001/2018, la Comisión instruyó, a las empresas productivas subsidiarias CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Distribución aplicaran de manera retroactiva dicho Acuerdo al 1 de diciembre de 2017.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que, en el mismo sentido, la Comisión, mediante el Acuerdo A/002/2018 de fecha 1 de febrero de 2018, modificó las acciones del periodo de transición establecido en el Acuerdo A/061/2017.

SECRETARÍA EJECUTIVA

VIGÉSIMO OCTAVO. Que en el mismo Acuerdo A/002/2018, la Comisión estableció que durante el periodo de transición se calcularía el valor de la facturación de cada usuario del suministro básico con la actualización tendencial y con la aplicación de la Metodología, determinando los precios medios en cada caso, y ponderándose en una escala de 80% y 20% en diciembre de 2017, y de 60% y 40% de enero a marzo de 2018. Asimismo, la Comisión instruyó a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, aplicara de manera retroactiva dicho Acuerdo al 1 de diciembre de 2017.

VIGÉSIMO NOVENO. Que mediante el oficio 300.045/18 de fecha 1 de marzo de 2018, la Secretaría de Energía solicitó a CFE Suministrador de Servicios Básicos los cálculos o estimaciones de la facturación del mes de febrero de 2018, la variación del precio medio promedio ponderado con respecto a la facturación correspondiente al mes previo para cada uno de los distintos grupos de usuarios de las categorías y divisiones tarifarias vigentes, así como el pronóstico mensual de costos de generación, energía y capacidad, de CFE Suministrador de Servicios Básicos para el ejercicio 2018, actualizado con la última información posible. Por lo anterior, mediante oficio SSB.01.163 de fecha 5 de marzo de 2018, CFE Suministrador de Servicios Básicos notificó a la Secretaría de Energía las variaciones del precio promedio ponderado de febrero respecto a enero, ambos de 2018, en las facturaciones con tarifas horarias por división tarifaria y en los precios medios en tarifas horarias.

TRIGÉSIMO. Que, conforme lo anterior, mediante oficio 300.047/18 de fecha 6 de marzo de 2018, la Secretaría de Energía hizo del conocimiento de la Comisión la anticipación de las variaciones sustanciales en el precio medio correspondiente a la facturación del mes de febrero de 2018 de diversos grupos de usuarios, respecto al precio medio asociado a la facturación del mes previo, que CFE Suministrador de Servicios Básicos notificó en el oficio señalado en el Considerando Vigésimo Noveno anterior. De esta forma, con el fin de garantizar la eficiencia, confiabilidad y continuidad del sistema eléctrico nacional, así como de mantener la integridad del mismo, la Secretaría de Energía sometió a consideración de la Comisión diseñar y expedir, de conformidad con sus atribuciones, un mecanismo para mitigar la variación en las tarifas finales para cada uno de los distintos grupos de usuarios de las categorías y divisiones tarifarias vigentes, de manera que se brinde certidumbre a los usuarios, a la CFE y a los participantes del mercado eléctrico. Asimismo, con el objeto de facilitar la implementación del mecanismo de mitigación propuesto, se copió al Director General de CFE Suministrador de Servicios Básicos, para que, en términos de la

Metodología, Criterios y Términos para los Contratos Legados, emitido por la Secretaría de Energía, se analicen las variaciones y sus impactos en la facturación

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que mediante los oficios UE-240/2167/2018, UE-240/18353/2018, UE-240/22445/2018 y SE-300/30993/2018, la Comisión notificó a CFE Suministrador de Servicios Básicos las tarifas finales del suministro básico aplicables a los meses de diciembre de 2017, enero, febrero y marzo de 2018, así como los criterios de cobro. Asimismo, le solicitó llevar a cabo las acciones enunciadas en dichos oficios, en relación con las medidas para reducir la volatilidad y en la facturación de los usuarios finales del suministro básico.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que, con la finalidad de reducir los efectos de la volatilidad en la facturación de los usuarios finales del suministro básico, la variación de los cargos de generación -energía y capacidad- que integraron el cuadro tarifario de febrero de 2018, se mantuvo en el rango de -3.0% a 9.0%, respecto a los cargos de generación aplicados en enero de 2018. Asimismo, la variación máxima de los cargos de generación -energía y capacidad- que integraron el cuadro tarifario de marzo de 2018, fue 14.9%, respecto a los cargos de generación aplicados en febrero de 2018. Lo anterior, responde a las variaciones observadas en los Precios Marginales Locales (PML) utilizados para el cálculo de los cargos de generación del mes correspondiente.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que los datos observados de los PML, los costos de generación -de las centrales eléctricas con contratos legados y de los costos del mercado (de otras fuentes y otros costos asociados), de acuerdo con el apartado 3.6.2 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017- así como de la energía consumida y usuarios atendidos, utilizados en el cálculo de los cargos de generación de diciembre 2017 a marzo 2018, conforme el Anexo B del Acuerdo A/058/2017, indujeron volatilidad en las tarifas finales. Por lo anterior, se consideró necesario tener mayor certidumbre sobre el comportamiento de las variables que determinan el nivel de los cargos de generación.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que con base en el análisis y revisión de los supuestos, insumos y resultados obtenidos de la aplicación de la Metodología establecida en el Acuerdo A/058/2017 y del periodo de transición establecido en el Acuerdo A/061/2017, considerando la solicitud de la Secretaría de Energía expresada en el oficio 300.047/18 de fecha 6 de marzo de 2018, y de conformidad con el artículo 47 del RLIE, la Comisión estimó necesario modificar la

metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico en donde los cargos de generación permitan recuperar los costos de generación en los que incurre CFE Suministrador de Servicios Básicos que gradualmente converjan a costos competitivos y reduzcan la volatilidad de las tarifas finales, de manera que se brinde certidumbre, transparencia y predictibilidad a los usuarios, al Suministrador de Servicios Básicos y a demás participantes de la industria eléctrica

TRIGÉSIMO QUINTO. Que la modificación a la metodología integra un esquema de precios relativos constantes, el cual consiste en ajustar mensualmente los cargos tarifarios de generación con base en la estacionalidad del consumo de energía, manteniendo la diferencia relativa entre los cargos de generación aplicados en marzo de 2018.

TRIGÉSIMO SEXTO. Que la Comisión estima necesaria la revisión de los costos de generación en los que incurre el suministro básico de tal manera que correspondan a una trayectoria que incentive alcanzar los costos de un mercado competitivo y a una trayectoria de escalamiento que permita estabilidad y predictibilidad en el reconocimiento de costos que serían trasladados a los usuarios finales, congruentes con los costos eficientes de corto plazo que esta Comisión puso a consideración de la Secretaría de Energía mediante el Acuerdo de Opinión.

TRIGÉSIMO SÉPTIMO. Que la Comisión realiza la proyección de la trayectoria anual de los costos de generación tomando en cuenta el pronóstico mensual de costos de generación proporcionado por CFE Suministrador de Servicios Básicos para el ejercicio 2018, tomando en cuenta el requerimiento de la Secretaría de Energía al que se hace referencia en el Considerando Vigésimo Noveno anterior

TRIGÉSIMO OCTAVO. Que la Comisión consideró necesario llevar a cabo una evaluación mensual de las variaciones de los precios y costos de referentes nacionales e internacionales de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica, para su reconocimiento en los costos de generación, a fin de actualizar los cargos de generación y garantizar una recuperación de los costos en los que incurra el suministro básico en el año 2018, y no trasladar a los usuarios del suministro básico la volatilidad que caracteriza a las variables que se rigen por mercado, ya que los usuarios no tienen las herramientas para manejar dicha volatilidad Lo anterior tomando en consideración que, entre 2016 y 2018 los mercados de los combustibles utilizados para la generación energía

SECRETARÍA EJECUTIVA

eléctrica han presentado hitos relevantes, tales como la liberalización de los precios y subastas para la reserva de capacidad de transporte y almacenamiento, y, por tanto, las condiciones de precio de los mismos combustibles ahora se rigen por las dinámicas de libre mercado.

TRIGÉSIMO NOVENO. Que la Comisión considera pertinente utilizar una proyección anual del consumo de energía eléctrica y los usuarios atendidos, para llevar a cabo el cálculo de los cargos de generación, por categoría y división tarifarias, durante el periodo de abril a diciembre de 2018.

CUADRAGÉSIMO. Que la Comisión determina oportuno mantener la aplicación de los cargos por capacidad sobre el mínimo entre demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kW y la demanda máxima asociada al consumo registrado en el mes de facturación medido en kWh, utilizando los factores de carga establecidos en el apartado 3 del Anexo del presente instrumento, mismo que se integrará como Anexo B del Acuerdo A/058/2017, que se adjunta al presente y se tiene aquí por reproducido como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presente Acuerdo, debido a que dicha aplicación contribuye a reducir la volatilidad en la facturación de los usuarios finales del suministro básico.

CUADRAGÉSIMO PRIMERO. Que la Comisión determina oportuno mantener la aplicación de los cargos por distribución sobre el mínimo entre demanda máxima registrada en el mes de facturación medida en kW y la demanda máxima asociada al consumo registrado en el mes de facturación medido en kWh, utilizando los factores de carga establecidos en el apartado 3 del presente instrumento, mismo que se integrará como Anexo B del Acuerdo A/058/2017, que se adjunta al presente y se tiene aquí por reproducido como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presente Acuerdo, debido a que dicha aplicación contribuye a reducir la volatilidad en la facturación de los usuarios finales del suministro básico.

CUADRAGÉSIMO SEGUNDO. Que, derivado de lo anterior, la Comisión estima necesario establecer ajustes a la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico para el periodo que comprende de abril a diciembre de 2018. Con la finalidad de mantener la señal de precios, reflejar la estacionalidad de los costos de generación, reducir la volatilidad en la facturación de los usuarios finales de suministro básico, facilitar el proceso de aplicación de las tarifas finales del suministro básico de forma ordenada y permitir

la recuperación de los costos del suministro básico, con base en reglas claras que garanticen la transparencia y trazabilidad de la misma

CUADRAGÉSIMO TERCERO. Que una vez concluido el periodo de transición y durante la vigencia del periodo tarifario inicial, y con el fin de garantizar los principios tarifarios bajo los cuales se elaboró la Metodología, hasta en tanto esta Comisión no emita las disposiciones administrativas de carácter general respectivas, y a fin de estar en posibilidad de brindar transparencia y certidumbre al mercado, de proteger los intereses de los usuarios finales, y de promover el desarrollo eficiente de la industria, se emite el siguiente:

A C U E R D O

PRIMERO. Se modifica el Acuerdo Segundo del Acuerdo A/058/2017, para quedar como sigue.

> **Segundo.** Se expide la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico, la cual permanecerá vigente de abril a diciembre de 2018, misma que se adjunta al presente como Anexo B y se tienen aquí por reproducida como si a la letra se insertare, formando parte integrante del presenta Acuerdo.

SEGUNDO. Se modifica el Anexo B del Acuerdo A/058/2017, que incluirá los siguientes elementos y formará parte integrante del mismo

1. Establecer un esquema de precios relativos constantes, que consiste en ajustar mensualmente los cargos tarifarios de generación, de conformidad con el procedimiento descrito en el apartado 8 del Anexo.
2. Llevar a cabo el procedimiento de reconocimiento de los costos de generación en los que incurre CFE Suministrador de Servicios Básicos durante 2018 y que gradualmente converjan a costos competitivos, de conformidad con el apartado 7 del Anexo, tomando en cuenta lo siguiente:
    i. Se define un costo de generación para el año 2018, tomando en cuenta el pronóstico mensual de los costos de generación proporcionado por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

SECRETARÍA EJECUTIVA

ii. Se actualizarán, cuando aplique, los cargos de generación conforme a la evaluación mensual de las variaciones de los precios y costos de referentes nacionales e internacionales de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica

3. Determinar el consumo de energía eléctrica y los usuarios atendidos para el año 2018, de conformidad con los apartados 4 y 5 del Anexo.

TERCERO. Se adiciona el Acuerdo Segundo Bis al Acuerdo A/058/2017, para quedar como sigue:

Segundo Bis. La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en $/kW-mes, para los meses de abril a diciembre de 2018, será la mínima entre los valores que se definen a continuación:

$$mín\left\{Dmax_{punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.}\right]\right\}$$

Donde $Dmax_{punta}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kilowatts, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación y el $F.C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B. Para el caso de que no haya periodo de punta y los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la siguiente fórmula

$$Demanda = \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.}\right]$$

Donde $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación y el $F.C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B.

Para los centros de carga que reciban energía por ser parte de un permiso de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, la $Dmax_{punta}$ y $Q_{mensual}$ serán la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida y el consumo mensuales suministrados en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

CUARTO. Se instruye a CFE Suministrador de Servicios Básicos para que aplique el Acuerdo Segundo Bis del Acuerdo A/058/2017 en sus procesos de facturación, con efectos a partir del 1 de abril de 2018.

QUINTO. Se modifica el **Criterio 3 Bis** del Acuerdo A/058/2016 por el que la Comisión Reguladora de Energía define criterios de interpretación administrativa en relación con, entre otras, las tarifas para el servicio público de distribución de energía eléctrica aplicable durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018, Criterio que fue incorporado mediante el Acuerdo A/001/2018. Esta modificación surtirá efectos a partir de abril de 2018, para quedar como sigue:

> **Criterio 3 Bis.** La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en $/kW-mes, para los meses de abril a diciembre de 2018, será la mínima entre los valores que se definen a continuación:
>
> $$mín\left\{Dmax_{mensual}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.}\right]\right\}$$
>
> Donde $Dmax_{mensual}$ es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación y el $F.C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017. Para el caso de los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la siguiente fórmula:
>
> $$Demanda = \left[\frac{Q_{mensual}}{24 * d * F.C.}\right]$$
>
> Donde $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, d días del periodo de facturación y el $F.C.$ es el factor de carga correspondiente del apartado 3.5.3 del Anexo B del Acuerdo A/058/2017.
>
> Para los centros de carga que reciban energía por ser parte de un permiso de generación de energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, la $Dmax_{mensual}$ y $Q_{mensual}$ serán la demanda máxima registrada y el consumo mensuales, suministrados en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

SECRETARÍA EJECUTIVA

SEXTO. Se instruye a CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Distribución para que aplique la modificación del Criterio 3 Bis del Acuerdo A/058/2016 en sus procesos de facturación, con efectos a partir del 1 de abril de 2018.

SÉPTIMO. Se modifica el Acuerdo Sexto del Acuerdo A/058/2017, para quedar como sigue.

> **Sexto.** La Comisión Reguladora de Energía calculará las tarifas finales del suministro básico, utilizando la metodología aprobada el presente Acuerdo y notificará el valor de las tarifas finales de suministro básico a la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos, en los primeros cinco días hábiles del mes de su aplicación.

OCTAVO. Para la determinación y notificación de las tarifas finales correspondientes al mes de abril de 2018, la Comisión Reguladora de Energía notificará a CFE Suministrador de Servicios Básicos, a más tardar el último día hábil de dicho mes, aplicando el Acuerdo A/062/2017.

Para la determinación y notificación de las tarifas finales correspondientes al mes de mayo de 2018, la Comisión Reguladora de Energía notificará a CFE Suministrador de Servicios Básicos dentro de los primeros diez días hábiles del mes de mayo.

NOVENO. Se modifica el Acuerdo Séptimo del Acuerdo A/058/2017, para quedar como sigue:

> **Séptimo.** Se publicará en el portal de internet de la Comisión Reguladora de Energía, el mismo día en que se practique la notificación a CFE Suministrador de Servicios Básicos, la memoria de cálculo usada para determinar las tarifas finales del suministro básico, a efecto de garantizar transparencia y coadyuvar con la predictibilidad de las mismas. La memoria de cálculo contendrá como mínimo:
>
> a. Insumos para el cálculo:
>
> i. Costos de generación fijos y variables de las centrales eléctricas con contratos legados y del mercado (de otras fuentes y otros costos asociados), y su asignación eficiente y complementaria;

ii. Ventas de energía eléctrica y potencia por categoría y división tarifaria, y

iii. Cargo variable a mercado por categoría y división tarifarias. y periodos horarios

b. Tarifas Reguladas aplicables en 2018 para la transmisión, distribución, operación del Centro Nacional de Control de Energía, operación del Suministro Básico;

c. Mercado (energía eléctrica, potencia y usuarios) por categoría y división tarifarias.

d Calculadora de actualización de los cargos de generación;

e Cuadros tarifarios por categoría y división tarifarias, y

f. Precios promedio por tipo de combustible y costo por consumo de combustible del mes en que se reconozca el ajuste por costos de combustibles en el costo de generación

DÉCIMO. Se instruye a la Unidad de Electricidad para que, dentro de los primeros tres meses de aplicación del presente Acuerdo. realice un diagnóstico de la misma para evaluar la evolución de la recuperación de los costos de generación en los que incurre CFE Suministrador de Servicios Básicos durante 2018 y que gradualmente converjan a costos competitivos, definidos en el apartado 6 del Anexo del presente instrumento y del comportamiento de las diferencias relativas entre los cargos tarifarios resultado del mecanismo definido en el apartado 7 del Anexo del presente instrumento, entre categorías tarifarias y periodos horarios, con el objetivo de permitir el desarrollo eficiente de la industria y de mercados competitivos, y proteger los intereses de los usuarios.

UNDÉCIMO. Se instruye a CFE Suministrador de Servicios Básicos para que publique a través de su página de internet las tarifas finales del suministro básico en un plazo no mayor a dos días hábiles posteriores a la notificación a la que se refieren los Acuerdos Séptimo y Octavo del presente instrumento

DUODÉCIMO. Se instruye a CFE Suministrador de Servicios Básicos para que presente a la Comisión Reguladora de Energía, en un plazo máximo de 30 días naturales a partir de la notificación del presente Acuerdo, la propuesta de modernización del Sistema Comercial (SICOM) que detalle con precisión el programa de implementación. Dicha implementación deberá iniciar antes de que finalice el periodo tarifario inicial.

DECIMOTERCERO. La Comisión Reguladora de Energía reconocerá la mitad de las reducciones del costo de generación que CFE Suministrador de Servicios Básicos logre obtener a partir de modificaciones de los Contratos Legados de Suministro Básico que le permitan acceder a mejores precios de la energía y capacidad.

DECIMOCUARTO. La presente regulación económica estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018 y, en su caso, se entenderá prorrogada hasta que se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

DECIMOQUINTO. A partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, queda sin efectos cualquier disposición que se oponga al contenido del presente Acuerdo.

DECIMOSEXTO. Notifíquese el presente Acuerdo a CFE Suministrador de Servicios Básicos, CFE Distribución y al Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, Código Postal 03930, Ciudad de México.

Así lo resolvió el Órgano de Gobierno de esta Comisión, por mayoría de cinco votos a favor y uno en contra del Comisionado Marcelino Madrigal Martínez, quien formuló "Voto en contra razonado"

DECIMOSÉPTIMO. Inscribase el presente Acuerdo bajo el número **A/017/2018**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 30 de abril de 2018

Guillermo Ignacio Garcia Alcocer
Presidente

EN CONTRA

Marcelino Madrigal Martinez
Comisionado

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martinez
Comisionado

COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA

ACUERDO Núm. A/032/2018

ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA MODIFICA EL ANEXO B DEL ACUERDO A/017/2018, RELATIVO A LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO, PARA EL PERIODO DE SEPTIEMBRE A DICIEMBRE DE 2018

Con fundamento en los artículos. 22, fracciones I, II, III, X, XI y XXVI, inciso a). 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2, 6, 12. fracciones IV y LII. 138, 139, 140, fracciones I y III, 141 y 145 de la Ley de la Industria Eléctrica; 1, 3, 13, 14, 35, fracción I, 38 y 39 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 47. 48 y 49 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica; así como 1. 4, 7, fracción I, 12 y 18, fracciones I y VIII del Reglamento Interno de la Comisión Roguladora de Energia, la Comisión Reguladora de Energia. y

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

PRIMERO. Que conforme al artículo 22 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) la Comisión Reguladora de Energia (Comisión) tiene las atribuciones de emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica. operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento, de emitir resoluciones, acuerdos, directivas, bases y demás actos administrativos necesarios para el cumplimiento de sus funciones. y de solicitar a los sujetos regulados todo tipo de información o documentación y verificar la misma respecto a las actividades reguladas

SEGUNDO. Que el artículo 42 de la LORCME instituye como mandato a la Comisión *(i)* fomentar el desarrollo eficiente de la industria. *(ii)* promover la competencia en el sector. *(iii)* proteger los intereses de los usuarios, *(iv)* propiciar una adecuada cobertura nacional y *(v)* atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

TERCERO. Que conforme disponen los artículos 2 y 4 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), el Suministro Básico es una actividad prioritaria para el desarrollo nacional y constituye un servicio de interés público cuya prestación se sujeta a los mandatos de: *(i)* eficiencia, *(ii)* calidad. *(iii)* confiabilidad, *(iv)* continuidad, *(v)* seguridad y *(vi)* sustentabilidad.

CUARTO. Que el artículo 6 de la LIE, dispone que será el Estado quien establezca y ejecute la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la Secretaría de Energía y la Comisión, en el ámbito de sus respectivas competencias.

QUINTO. Que el artículo 12 fracción IV de la LIE señala que la Comisión está facultada para expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetará la operación de los suministradores de servicios básicos, así como de las tarifas finales del suministro básico en términos de lo dispuesto en los artículos 138 y 139 de la LIE.

SEXTO. Que el artículo 138, segundo párrafo de la LIE establece que los Ingresos Recuperables (IR) del suministro básico incluirán los costos que resulten de las tarifas reguladas, así como los costos de la energía eléctrica y los productos asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los contratos de cobertura eléctrica siempre que dichos costos reflejen prácticas prudentes. En este sentido, conforme al artículo 3, fracción XXIX de la LIE, las prácticas prudentes se definen como la adopción de las mejores prácticas de la industria relacionadas con los costos, inversiones, operaciones o transacciones, que se llevan a cabo en condiciones de eficiencia e incorporando los mejores términos comerciales disponibles al momento de su realización.

SÉPTIMO. Que el artículo 139 de la LIE señala que la Comisión aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas y de las tarifas finales del suministro básico.

OCTAVO. Que el artículo 140, fracción I de la LIE establece que uno de los objetivos de la determinación y aplicación de las metodologías y las tarifas finales del suministro básico es promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, garantizar la continuidad de los servicios, evitar la discriminación indebida, promover el acceso abierto a la red nacional de transmisión y a las redes generales de distribución y proteger los intereses de los participantes del mercado y de los usuarios finales.

NOVENO. Que el artículo 141 de la LIE señala que la Comisión estará facultada para investigar las inversiones y otros costos en que incurran los suministradores de servicios básicos y determinará que no se recuperen mediante las tarifas reguladas correspondientes los costos o inversiones que no sean eficientes o que no reflejen prácticas prudentes.

SECRETARÍA EJECUTIVA

DÉCIMO. Que el artículo 145 de la LIE señala que la Comisión estará facultada para investigar los costos de la energía eléctrica y de los productos asociados adquiridos por los suministradores de servicios básicos, incluyendo los que se adquieran por medio de los contratos de cobertura eléctrica y determinará que no se recuperen mediante los IR los costos que no sean eficientes o que no reflejen prácticas prudentes.

UNDÉCIMO. Que el artículo transitorio Décimo Noveno de la LIE establece que los suministradores de servicios básicos tendrán la opción de celebrar Contratos Legados para el Suministro Básico (**CLSB**) bajo la figura de contratos de cobertura eléctrica, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y productos asociados de cada central eléctrica legada y cada central externa legada.

DUODÉCIMO. Que el propio artículo transitorio Décimo Noveno de la LIE, segundo párrafo señala que, con el fin de minimizar los costos del suministro básico, la Secretaría de Energía, con opinión de la Comisión, establecerá los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los CLSB y determinará los mecanismos de evaluación de los mismos. Asimismo, señala que los contratos de cobertura eléctrica a que se refiere dicho transitorio se asignarán para la reducción de las tarifas finales del suministro básico.

DECIMOTERCERO. Que el artículo 47, segundo párrafo del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica (**RLIE**) señala que la Comisión establecerá la regulación de las contraprestaciones, precios y tarifas reguladas bajo 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, sin reconocer las contraprestaciones, precios y tarifas que se aparten de dichos principios.

DECIMOCUARTO. Que conforme a lo establecido en los párrafos sexto y octavo del artículo 47 del RLIE, 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, así como emplear indicadores de desempeño, en la determinación de contraprestaciones, precios o tarifas reguladas. Asimismo, la Comisión puede requerir la información de costos, condiciones de operación y demás elementos

UNIDAD JURÍDICA

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.

DECIMOQUINTO. Que de conformidad con el artículo 5 del Acuerdo por el que se crea CFE Suministrador de Servicios Básicos, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 29 de marzo de 2016, CFE Suministrador de Servicios Básicos puede realizar transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y celebrar CLSB en términos de la **LIE**, a fin de ofrecer el suministro básico

DECIMOSEXTO. Que de acuerdo con la disposición Décima Primera de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación (DACG Requisitos de cobertura), publicadas en el DOF el 25 de julio de 2016, los contratos de cobertura eléctrica suscritos por el suministrador de servicios básicos para el cumplimiento de su requisito de cobertura de energía eléctrica podrán ser los CLSB

DECIMOSÉPTIMO. Que de conformidad con la disposición Transitoria Tercera de las DACG Requisitos de cobertura, el suministrador de servicios básicos está obligado a tener suscritos los contratos de cobertura eléctrica antes del 31 de diciembre de 2017 para la compra anticipada del 75% de su demanda estimada de energía eléctrica para el suministro del año 2018.

DECIMOCTAVO. Que de acuerdo con el Anexo D de los Términos, Plazos, Criterios, Bases y Metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y Mecanismos para su evaluación (Términos de los CLSB), emitidos por la Secretaría de Energía, a través de la Dirección General de Reestructuración y Supervisión de Empresas y Organismos del Estado en el Sector Eléctrico de fecha 25 de agosto de 2017, los CLSB permitirán a CFE Suministrador de Servicios Básicos cubrir parte de sus necesidades, entre otras, de energía eléctrica.

DECIMONOVENO. Que en el mismo Anexo D de los Términos de los CLSB, se analizó que la cobertura de energía eléctrica que se obtiene con dichos contratos no es suficiente para cubrir la demanda del suministro básico durante los primeros años de operación del **MEM**, además de que la cobertura de los CLSB que suscriba el suministrador de servicios básicos, disminuye anualmente de

SECRETARÍA EJECUTIVA

forma gradual, mientras recurre paulatinamente a otros mecanismos para comprar entre otros, energía eléctrica

VIGÉSIMO. Que de acuerdo con los numerales 2.2.2 y 2.2.3 del Manual de Vigilancia del Mercado publicado en el DOF el 12 de enero de 2018, la Autoridad de Vigilancia del Mercado será la responsable de vigilar la operación del MEM y la actuación de los Entes Sujetos a Vigilancia, a fin de asegurar el funcionamiento eficiente del MEM y el cumplimiento de las Reglas de Mercado, facultad ejercida por la Comisión quien se auxiliará de la Unidad de Vigilancia del Mercado que será la unidad administrativa que brindará apoyo en la materia de Vigilancia del Mercado y de los Entes Sujetos a Vigilancia, función que será ejercida por la Unidad de Electricidad o cualquier otra que la Comisión designe para tales efectos

VIGÉSIMO PRIMERO. Que mediante el Acuerdo A/058/2017 de fecha 23 de noviembre de 2017, la Comisión expidió la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales (Metodología), aplicables durante el periodo tarifario inicial que estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018.

VIGÉSIMO SEGUNDO. Que conforme al considerando Décimo Cuarto del citado Acuerdo A/058/2017, durante el periodo tarifario inicial para el nuevo régimen tarifario, se debe asegurar: *(i)* la estabilidad de los precios y su predictibilidad, *(ii)* la transparencia, *(iii)* la recuperación de costos, *(iv)* la factibilidad, y *(v)* la eficiencia en la regulación tarifaria.

VIGÉSIMO TERCERO. Que mediante el Acuerdo A/017/2018, de fecha 30 de abril de 2018, la Comisión modificó la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico en donde los cargos de generación permitan recuperar los costos de generación en los que incurre CFE Suministrador de Servicios Básicos que gradualmente converjan a costos competitivos y reduzcan la volatilidad de las tarifas finales, de manera que se brinde certidumbre, transparencia y predictibilidad a los usuarios, al Suministrador de Servicios Básicos y a demás participantes de la industria eléctrica

VIGÉSIMO CUARTO. Que de conformidad con los considerandos Trigésimo Sexto, Trigésimo Séptimo y Trigésimo Noveno del Acuerdo A/017/2018, la modificación a la Metodología integró una proyección del costo de generación anual en el que incurre el suministro básico con base en el pronóstico mensual de costos de generación proporcionado por CFE Suministrador de Servicios

SECRETARÍA EJECUTIVA

Básicos para el ejercicio 2018, que responde a una trayectoria de costos de un mercado competitivo y a una trayectoria de escalamiento que permita estabilidad y predictibilidad en el reconocimiento de costos que serían trasladados a los usuarios finales, congruentes con los costos eficientes de corto plazo que esta Comisión puso a consideración de la Secretaría de Energía mediante el Acuerdo A/045/2016 de fecha 10 de noviembre de 2016, así como una proyección anual del consumo de energía eléctrica y los usuarios atendidos, para llevar a cabo el cálculo de los cargos de generación, por categoría y división tarifarias, durante el periodo de abril a diciembre de 2018.

VIGÉSIMO QUINTO. Que de conformidad con el considerando Trigésimo Octavo del Acuerdo A/017/2018, la Comisión consideró necesario llevar a cabo una evaluación mensual de las variaciones de los precios y costos de referentes nacionales e internacionales de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica, para su reconocimiento en los costos de generación, a fin de actualizar los cargos de generación y garantizar una recuperación de los costos en los que incurra el suministro básico en el año 2018, y no trasladar a los usuarios del suministro básico la volatilidad que caracteriza a las variables que se rigen por mercado, ya que los usuarios no tienen las herramientas para manejar dicha volatilidad.

VIGÉSIMO SEXTO. Que, de conformidad con el punto de acuerdo Segundo del Acuerdo A/017/2018, se definió un costo de generación para el año 2018, tomando en cuenta el pronóstico mensual de los costos de generación proporcionados por CFE Suministrador de Servicios Básicos, y se determinó que los cargos por generación se actualizarán, cuando aplique, conforme a la evaluación mensual de las variaciones de los precios y costos de referentes nacionales e internacionales de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica.

VIGÉSIMO SÉPTIMO. Que mediante oficio SCER 2018/113 BIS de fecha 24 de agosto de 2018, la Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) hizo del conocimiento de la Comisión los pronósticos mensuales de los costos de combustibles y de los costos de generación de CFE Suministrador de Servicios Básicos para el ejercicio 2018 actualizados con la información disponible e informó a la Comisión sobre sus operaciones comerciales durante el primer semestre de 2018 periodo en el que ha incurrido a mayores costos de generación en comparación con el mismo

RESOLUCIÓN EJECUTIVA

periodo del año anterior, derivados de incrementos no anticipados en los Precios Marginales Locales (PML) los cuales impactan en la energía eléctrica adquirida en el MEM, así como en la proyección de los costos a cierre del año 2018

VIGÉSIMO OCTAVO. Que en el mismo oficio citado en el considerando Vigésimo Séptimo anterior, la Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación de la CFE informó a la Comisión que, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la Comisión Nacional de Agua (CONAGUA) y la Coordinación de Generación Hidroeléctrica (CGH) de la CFE, han advertido sobre la afectación del nivel de los grandes embalses debido a menores escurrimientos durante la temporada de verano, por lo que se advirtió: a) una reducción en la generación hidroeléctrica en lo que resta del año, situación que conduce a un incremento de los costos de generación por las restricciones de despacho de las centrales hidroeléctricas de los CLSB; b) mayor consumo de combustibles fósiles para la generación de electricidad particularmente diésel y combustóleo, toda vez que ya se está maximizando el uso de los combustibles más económicos, como lo es el gas continental, y c) un aumento de las transacciones de CFE Suministrador de Servicios Básicos en el MEM, para cubrir sus necesidades de energía eléctrica y productos asociados.

VIGÉSIMO NOVENO. Que en el mismo oficio citado en el considerando Vigésimo Séptimo anterior, la Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación de la CFE mencionó que lo anterior deriva en un incremento importante en los costos anuales de energía eléctrica y productos asociados de CFE Suministrador de Servicios Básicos, siendo que adicionalmente a las condiciones no previstas en el mercado, el volumen de energía eléctrica comprada por CFE Suministrador de Servicios Básicos para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica

TRIGÉSIMO. Que con base en el mismo oficio citado en el considerando Vigésimo Séptimo anterior, en las estimaciones actualizadas se observó que la generación de energía eléctrica por proceso termoeléctrico se incrementó en 4.6% promedio anual, de la cual destaca la variación de la generación eléctrica a partir de diésel, misma que se duplicó, lo anterior en sustitución de la generación por proceso hidráulico, la cual disminuyó en 3.8% promedio anual, en comparación con las estimaciones realizadas en marzo de 2018, siendo así que la composición de la generación estimada pasó de 63.1% a 66.4% en el proceso termoeléctrico, de 9.2% a 8.9% en el proceso hidráulico, aunado a una menor

SECRETARÍA EJECUTIVA

participación de generación limpia como geotérmica, eoloeléctrica y nuclear, que cambió de 7 0% a 6 2% en el pronóstico actualizado

Tecnología	Participación en el pronóstico Ejercicio abr-2018	Participación en el pronóstico Ejercicio sep-2018	Variación de la generación entre pronósticos
Termoeléctrico	**63.1%**	**66.4%**	**4.6%**
Gas Natural	45.5%	46 5%	5 9%
Diésel	0.4%	0 9%	97 7%
Carbon	9 7%	9 4%	-3 6%
Combustoleo	7 5%	7 7%	1.9%
Hidroeléctrico	**9.2%**	**8.8%**	**-3.8%**
Mayor	7 9%	7.5%	-5 0%
Menor	1 3%	1.4%	4 0%
Limpia	**7.0%**	**6.2%**	**-11.6%**
Nuclear	4 2%	4 2%	-2 0%
Geotérmica	2.0%	1.4%	28 5%
Eoloelectrica	0.8%	0 6%	-21 3%
Solar	0.0034%	0 0035%	0.2%
Otros	**20.7%**	**18.5%**	**-11.2%**
Total	**100%**	**100%**	**-0.5%**

TRIGÉSIMO PRIMERO. Que, de acuerdo con la Unidad de Vigilancia del Mercado (UVM), la evolución observada de los PML durante el 2018, se explica por condiciones relevantes del MEM vinculadas con un mayor crecimiento de la demanda de energía eléctrica, una mayor frecuencia de horas con enlaces saturados y menores aportaciones pluviales, así como la indisponibilidad de combustibles y, en consecuencia, un incremento en sus precios, condiciones que impactan en mayores precios de la energía eléctrica.

TRIGÉSIMO SEGUNDO. Que, de acuerdo con la UVM, en los meses de junio y julio de 2018 se registraron demandas máximas integradas del Sistema Interconectado Nacional (SIN) superiores al 3.9% y 2.9%, respectivamente, en comparación con la demanda máxima registrada en 2017, y durante el periodo de enero a agosto de 2018, el consumo de energía eléctrica fue 4 2% mayor respecto al consumo reportado en el mismo periodo de 2017.

TRIGÉSIMO TERCERO. Que mediante copia del oficio 300 098/2018 de fecha 15 de junio de 2018, la Secretaría de Energía hizo del conocimiento de la Comisión, sobre la solicitud a la CFE para que adopte las medidas necesarias para diversificar su matriz de generación de energía eléctrica con fuentes hidráulicas, combustóleo, carbón y un posible incremento en la compra de gas natural licuado, con la finalidad de coadyuvar con el Centro Nacional de Control de Gas Natural y Petróleos Mexicanos para mantener el suministro y capacidad operativa del Sistema Nacional de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

TRIGÉSIMO CUARTO. Que en adición al considerando Trigésimo Tercero anterior, en el primer semestre de 2018 en relación con el mismo periodo del año anterior, tanto la producción nacional y las importaciones de gas natural han disminuido en 9% y 19% en promedio, respectivamente. Esta situación ha obligado a que parte de dicha reducción sea satisfecha a través de importación de gas natural licuado, el cual tiene un costo significativamente superior al gas natural de origen continental. La menor oferta de gas natural, en términos generales, afecta directamente la disponibilidad de generación de aquellas unidades de central eléctrica que consumen dicho combustible, tomando en cuenta que aproximadamente el 65% de la oferta de generación del país está basada en este combustible, la menor disponibilidad de este energético provoca que el Sistema Eléctrico Nacional recurra al uso de unidades de central eléctrica que utilizan otro tipo de combustibles, principalmente diésel y combustóleo para satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional.

TRIGÉSIMO QUINTO. Que, de acuerdo con la UVM, el número de horas de congestión de los enlaces de interconexión incrementó en 89% en el periodo de enero a julio de 2018, respecto al número de horas de congestión en el mismo periodo de 2017, circunstancia que se explica por la falta de infraestructura adicional de transmisión que no ha desarrollado el transportista y que fue incluida en los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión autorizados por la Secretaría de Energía, necesaria para evacuar la energía generada por las centrales eléctricas en operación y por iniciar operaciones, conectar nuevos centros de carga, disminuir las afectaciones en el suministro de energía eléctrica y, en consecuencia, mantener la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

INFORMACIÓN RESERVADA

TRIGÉSIMO SEXTO. Que, de acuerdo con la UVM, el PML promedio mensual en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) del periodo de enero a agosto de 2018 fue 32% mayor respecto al PML promedio en el mismo periodo de 2017. Lo anterior, se debe a que las unidades de centrales eléctricas que utilizan combustóleo y diésel son las que típicamente marginan en el Sistema Interconectado Nacional, mismas que forman parte de los activos asignados a las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación de la CFE.

TRIGÉSIMO SÉPTIMO. Que, de acuerdo con la UVM, las aportaciones pluviales y, por tanto, el nivel de los embalses destinados para la generación hidroeléctrica, se redujeron en 28% y 17%, respectivamente, en relación con los niveles reportados en el mismo mes de 2017, lo que provocó un incremento en los costos de oportunidad promedio mensual de las centrales hidroeléctricas a niveles similares a los costos de centrales eléctricas que utilizan combustóleo o diésel.

TRIGÉSIMO OCTAVO. Que, tomando en consideración el contenido del oficio SCER-2018/113 BIS, emitido por la Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación de la CFE y los análisis efectuados por la UVM, se estima necesario modificar y actualizar algunos insumos de la Metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales del suministro básico para el periodo que comprende de septiembre a diciembre de 2018, con la finalidad de permitir la recuperación de los costos del suministro básico en un escenario de condiciones no previstas del mercado previniendo que el mecanismo de reconocimiento de las variaciones del costo por consumo de combustibles en los costos de generación es acumulativo, por lo que se procura que la distribución de los costos por reconocer mantenga la estacionalidad del consumo de energía eléctrica típica de los últimos meses del año

TRIGÉSIMO NOVENO. Que, derivado de la revisión del contenido del Anexo B del Acuerdo A/017/2018, la Comisión estima prudente realizar modificaciones adicionales para rectificar diversos numerales con la finalidad de generar mayor precisión a dicha Metodología, sin que esto implique la alteración del sentido y el alcance de las decisiones previamente adoptadas

CUADRAGÉSIMO. Que, durante la vigencia del periodo tarifario inicial, y con el fin de garantizar los principios tarifarios bajo los cuales se elaboró la Metodología, hasta en tanto esta Comisión no emita las disposiciones administrativas de

SECRETARÍA EJECUTIVA

carácter general respectivas, y a fin de estar en posibilidad de brindar transparencia y certidumbre al mercado, de proteger los intereses de los usuarios finales, brindar mayor predictibilidad y con ello facilitar la toma de decisiones en cuanto al consumo y elección de alternativas de suministro, y de promover el desarrollo eficiente de la industria, se emite el siguiente:

A C U E R D O

PRIMERO. Se modifican los numerales 4.5, 5.5, 6.8, 7.3, 7.4, 7.5, 9.6 y 9.7 del Anexo B del Acuerdo A/017/2018 para quedar como sigue:

4.5. El consumo de energía eléctrica de 2018 se presenta a continuación

TABLA 8. Consumo de Energía Eléctrica, 2018 (GWh)

División	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Baja California	789	766	859	842	909	1,036	1,300	1,402	1,346	1,010	932	805
Baja California Sur	176	163	174	170	191	197	235	266	277	240	272	229
Bajío	2,000	2,021	2,124	2,125	2,296	2,294	2,089	1,966	2,074	1,854	2,056	1,886
Centro Occidente	861	896	943	952	1,029	1,043	934	923	1,031	994	1,042	848
Centro Oriente	1,008	1,012	1,063	1,040	1,031	1,050	1,022	1,046	1,052	932	1,073	923
Centro Sur	660	629	655	661	602	758	736	747	747	729	678	663
Golfo Centro	678	668	701	704	763	809	809	790	884	746	768	813
Golfo Norte	2,091	2,122	2,300	2,260	2,572	2,949	3,111	3,162	3,320	2,729	2,473	2,190
Jalisco	1,096	1,072	1,159	1,150	1,232	1,286	1,183	1,224	1,205	1,161	1,209	1,173
Noroeste	911	971	1,091	979	1,281	1,509	1,779	1,895	2,009	1,798	1,888	1,201
Norte	1,176	1,144	1,575	1,368	1,755	1,869	1,810	1,823	1,898	1,511	1,346	1,159
Oriente	664	648	711	647	810	829	815	787	853	808	742	657
Peninsular	656	733	758	696	809	887	968	918	1,015	895	824	831
Sureste	673	673	704	690	747	738	739	743	772	782	861	765
Valle de México Centro	690	670	678	697	710	720	697	691	706	672	705	775
Valle de México Norte	903	843	843	874	667	885	847	869	891	850	891	892
Valle de México Sur	812	794	799	818	852	875	826	822	894	815	869	556
Total	**15,843**	15,725	**17,144**	16,662	**16,716**	**19,714**	19,897	**19,859**	20,973	**18,507**	18,406	**16,470**

La Comisión podrá actualizar el consumo de energía eléctrica de 2018 para los meses que restan del año, en caso de que se identifiquen desviaciones significativas en relación con la información observada en el mismo año, en el entendido que de hacer uso de esta facultad, deberá justificarlo, transparentarlo y difundirlo en los medios que estime prudentes.

COMISION REGULADORA DE ENERGÍA

TABLA 9. Usuarios Atendidos, 2018 (Miles)

División	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Baja California	1,425	1,428	1,433	1,438	1,446	1,444	1,449	1,452	1,455	1,459	1,464	1,468
Baja California Sur	296	296	297	298	299	299	300	302	302	303	305	304
Bajío	4,258	4,258	4,281	4,291	4,300	4,314	4,326	4,341	4,352	4,365	4,374	4,392
Centro Occidente	2,247	2,251	2,259	2,265	2,271	2,276	2,284	2,291	2,294	2,304	2,310	2,317
Centro Oriente	3,011	3,019	3,028	3,039	3,042	3,055	3,064	3,071	3,077	3,088	3,095	3,102
Centro Sur	2,739	2,748	2,756	2,765	2,769	2,779	2,782	2,796	2,798	2,808	2,813	2,824
Golfo Centro	1,881	1,886	1,893	1,898	1,902	1,908	1,914	1,918	1,922	1,928	1,933	1,939
Golfo Norte	3,322	3,326	3,341	3,348	3,354	3,370	3,378	3,386	3,395	3,401	3,411	3,418
Jalisco	3,101	3,110	3,118	3,126	3,130	3,142	3,154	3,163	3,171	3,180	3,188	3,197
Noroeste	2,036	2,040	2,046	2,053	2,058	2,064	2,070	2,076	2,082	2,087	2,092	2,098
Norte	2,118	2,127	2,132	2,135	2,138	2,147	2,153	2,154	2,159	2,172	2,171	2,178
Oriente	3,004	3,014	3,023	3,037	3,039	3,045	3,057	3,064	3,072	3,082	3,089	3,098
Peninsular	1,830	1,837	1,844	1,848	1,852	1,858	1,863	1,867	1,874	1,879	1,883	1,892
Sureste	3,600	3,611	3,618	3,630	3,641	3,646	3,662	3,672	3,678	3,687	3,705	3,712
Valle de Mexico Centro	2,034	2,037	2,045	2,051	2,056	2,061	2,067	2,073	2,076	2,083	2,090	2,090
Valle de México Norte	2,881	2,889	2,897	2,902	2,908	2,902	2,942	2,934	2,944	2,953	2,959	2,967
Valle de México Sur	2,538	2,544	2,552	2,559	2,566	2,574	2,579	2,588	2,595	2,602	2,609	2,616
Total	42,323	42,437	42,563	42,675	42,774	42,885	43,045	43,151	43,246	43,379	43,489	43,613

La Comisión podrá actualizar los usuarios atendidos en 2018 para los meses que restan del año, en caso de que se identifiquen desviaciones significativas en relación con la información observada en el mismo año en el entendido que, de hacer uso de esta facultad, deberá justificarlo, transparentarlo y difundirlo en los medios que estime prudentes.

6.8 Resultados

6.8.1 Como resultado del primer ejercicio para abril de 2018, el costo total de generación que incentiva a alcanzar los costos de un mercado competitivo, se estimó en $293.7 mil millones de pesos, y se asignó de la siguiente manera:

Asignación	Costo de generación (miles de millones de pesos)
Costos de generación de las centrales eléctricas más eficientes por asignar a los usuarios con menor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de menor tensión.	$54.4
Costos de generación de las centrales eléctricas menos eficientes por asignar a los usuarios con mayor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de mayor tensión.	$229.3

SECRETARÍA EJECUTIVA

6.8.2. Como resultado del ejercicio para septiembre de 2018, el costo total de generación que incentiva a alcanzar los costos de un mercado competitivo, se estimó en $313.3 mil millones de pesos, y se asignó de la siguiente manera:

Asignación	Costo de generación (miles de millones de pesos)
Costos de generación de las centrales eléctricas más eficientes por asignar a los usuarios con menor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de menor tensión	569.3
Costos de generación de las centrales eléctricas menos eficientes por asignar a los usuarios con mayor consumo promedio de energía eléctrica y conectados en los niveles de mayor tensión.	5244.0

6.8.3. La diferencia de los costos totales de generación de los numerales 6.8.1 y 6.8.2, es de $19.6 mil millones de pesos (mmdp) los cuales se reconocen en los meses de septiembre a diciembre de 2018, con la siguiente distribución: $9.1 mmdp en septiembre, $6.5 mmdp en octubre, $3.9 mmdp en noviembre y $0.1 mmdp en diciembre

6.8.4. La Comisión, en el ámbito de sus facultades, continuará realizando la revisión de los CLSB para analizar su racionabilidad de costos y su evolución en el tiempo, así como el ejercicio de dicho contrato por parte del Suministrador de Servicios Básicos

7.3. Las variaciones mensuales del CC^{e}_{m} que ya fueron consideradas en los costos de generación son

$$VCC^{e}_{m} = \left(\frac{CC^{e}_{m}}{CC^{e}_{m-1}}\right) - 1$$

Donde:
m es el mes de aplicación.
CC^{e}_{m} es el costo por consumo de combustible estimado en el mes m.
CC^{e}_{m-1} es el costo por consumo de combustible en el mes $m-1$.

7.4. Se observará el costo por consumo de combustible en el mes (CC^{o}_{m}). Las variaciones mensuales observadas del CC^{o}_{m} serán las siguientes:

$$VCC^{o}_{m} = \left(\frac{CC^{o}_{m}}{CC^{o}_{m-1}}\right) - 1$$

Información pública

Donde:
m es el mes de aplicación
CC^{o}_{m} es el costo por consumo de combustible *observado* en el mes m
CC^{e}_{m-1} es el costo por consumo de combustible *estimado* en el mes $m-1$.

7.5. El reconocimiento en los costos de generación, se realizará de la siguiente manera:

a. Se calcula el faltante (o sobrante) del costo de generación mensual (D_m) con base en lo siguiente

$$D_m = CG_m \cdot \left| VCC_m \cdot \left(\frac{CC^{e}_{m}}{CG_m} \right) \right|$$

Donde:
D_m es el faltante o sobrante del costo de generación en el mes m.
CG_m son los costos de generación en el mes m a que se refiere el numeral 6.9.
VCC_m es la tasa de cambio entre la variación en el costo por consumo de combustible observado y estimado $\left(\frac{1+VCC^{o}_{m}}{1+VCC^{e}_{m}} \right) - 1$

b. El D_m se acumula para que sea reconocido conforme a lo indicado en el numeral 9.6

9.6 La Comisión llevará a cabo la evaluación de los costos de generación en las siguientes fechas.

TABLA 14. Calendario de evaluación y reconocimiento de los costos de generación.

Bloque	Mes a evaluar	Mes en el que se entrega la información	Meses de reconocimiento
1	Abril 2018	Mayo 2018	De julio a diciembre 2018
	Mayo 2018	Junio 2018	
2	Junio 2018	Julio 2018	*De septiembre a diciembre 2018*
	Julio 2018	Agosto 2018	
	Agosto 2018	Septiembre 2018	*De octubre a diciembre 2018*
3	Septiembre 2018	Octubre 2018	*De noviembre a diciembre 2018*
	Octubre 2018	Noviembre 2018	*Diciembre 2018*
	Noviembre 2018	Diciembre 2018	*De enero a marzo 2019*
4	Diciembre 2018	Enero 2019	*De febrero a marzo 2019*

RESOLUCIÓN ELECTRÓNICA

9.7 La Comisión podrá reconocer además de los costos de generación a que se refieren los bloques 3 y 4, los costos por concepto de consumo de combustibles en los costos de generación que se tenga registro en los primeros días del mes en que se entrega la información, con la finalidad de que se procure la recuperación de los costos eficientes no previstos en que incurra CFE Suministrador de Servicios Básicos del ejercicio 2018.

SEGUNDO. Se instruye a la Unidad de Electricidad incorporar en la memoria de cálculo, el costo de generación y volumen de energía comprada, que CFE Suministrador de Servicios Básicos presenta mensualmente. El costo de generación mensual y el volumen de energía comprada se publicará por tipo de tecnología, tipo de compra (contrato de cobertura o mercado de energía de corto plazo), y en su caso, tipo de combustible.

TERCERO. La presente regulación económica estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2018 y, en su caso, se entenderá prorrogada hasta que se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la Ley de la Industria Eléctrica y 47 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica

CUARTO. A partir de la entrada en vigor del presente Acuerdo, queda sin efectos cualquier disposición que se oponga al contenido del presente Acuerdo

QUINTO. Notifíquese el presente Acuerdo a CFE Suministrador de Servicios Básicos, CFE Distribución y al Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo 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. El expediente respectivo se encuentra y puede ser consultado en las oficinas de esta Comisión Reguladora de Energía, ubicadas en boulevard Adolfo López Mateos 172, colonia Merced Gómez, código postal 03930, Ciudad de México.

Así lo resolvió el Órgano de Gobierno de esta Comisión, por mayoría de cinco votos a favor y dos en contra de las comisionadas Montserrat Ramiro Ximénez, y Neus Peniche Sala quienes formularon "Voto en contra razonado"

información restringida

SEXTO. Inscríbase el presente Acuerdo bajo el número **A/032/2018**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 4 y 16 del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía

Ciudad de México, a 13 de septiembre de 2018

Guillermo Ignacio García Alcocer
Presidente

Marcelino Madrigal Martínez
Comisionado

EN CONTRA

Neus Peniche Sala
Comisionada

Luis Guillermo Pineda Bernal
Comisionado

EN CONTRA

Cecilia Montserrat Ramiro Ximénez
Comisionada

Jesús Serrano Landeros
Comisionado

Guillermo Zúñiga Martínez
Comisionado

SECRETARÍA EJECUTIVA

Digitally signed by INGRID GALLO MONTERO
Date: 2018.09.18 16:52:26 +00:00
Reason: Notificación SE-300/85635/2018
Location: Comisión Reguladora de Energía

La integridad y autoría del presente documento electrónico se podrá comprobar a través de la liga que se encuentra debajo del QR.

De igual manera, se podrá verificar el documento electrónico por medio del código QR, para lo cual se recomienda descargar una aplicación de lectura de este tipo de códigos a su dispositivo móvil.

http://cre-boveda.azurewebsites.net/api/documento/dfbc403c-efe8-4baa-b493-4da0461f45b6