

CFE Transmisión**Ingresos por Venta de Servicios**

Auditoría Cumplimiento Financiero: 2017-6-90UIW-15-0530-2018

530-DE

Criterios de Selección

Montos y variaciones de recursos presupuestales y financieros, interés mediático o coyuntural y otros (Empresa de nueva creación).

Objetivo

Fiscalizar la gestión financiera de los ingresos de acuerdo con las condiciones contractuales, la razonabilidad de las tarifas, el cumplimiento del plan de inversiones de infraestructura, los proyectos de ampliación y modernización de la red, así como verificar su registro y presentación en la Cuenta Pública, de conformidad con las disposiciones normativas.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance**INGRESOS**

Miles de Pesos

Universo Seleccionado	57,867,174.5
Muestra Auditada	13,293,124.3
Representatividad de la Muestra	23.0%

El universo por 57,867,174.5 miles de pesos, correspondió a los ingresos por los servicios de transmisión de energía eléctrica. Se revisó una muestra de 13,293,124.3 miles de pesos, el 23.0% del universo, la cual se seleccionó mediante muestreo de probabilidad monetaria o de probabilidad proporcional¹, con un margen de error del 5.0%.

¹ Es una selección de unidades de muestreo que se extraen del universo objeto a los procedimientos de auditoría, en el cual la muestra es automáticamente estratificada. La probabilidad de que un elemento sea seleccionado es

Antecedentes

Con motivo de la Reforma Energética, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pasó de ser un organismo descentralizado a una empresa productiva del Estado, cuyo fin es el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, que generen valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.

De acuerdo con los “Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad”, publicados por la Secretaría de Energía (SENER) en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de enero de 2016, la CFE se organizará en empresas subsidiarias y filiales, las cuales tendrán como principal objetivo la creación de valor económico para la Nación; además, la generación, transmisión, distribución, comercialización y proveeduría de insumos primarios se realizarán de manera independiente entre ellas y en condiciones de estricta separación legal, contable, operativa y funcional.

Mediante el acuerdo del 29 de marzo de 2016, se creó la empresa productiva subsidiaria de la CFE denominada CFE Transmisión, con personalidad jurídica y patrimonio propios. Su objeto es prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, así como el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión. CFE Transmisión inició operaciones a partir de enero de 2017.

De conformidad con los artículos 25, párrafo quinto, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 2 de la Ley de la Industria Eléctrica, las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica son consideradas áreas estratégicas y están reservadas al Estado Mexicano.

CFE Transmisión es responsable del crecimiento y mantenimiento de la Red Nacional de Transmisión, ya que desarrolla y opera las líneas, al igual que las subestaciones, con rangos de voltaje de 69 kV (kilovoltios²) a 400kV.

Una subestación contiene diferentes equipos, entre ellos un transformador conformado por dos bobinas enrolladas sobre un núcleo que sirven para aumentar o disminuir la tensión eléctrica, requisito fundamental para transportar la energía a lo largo de grandes distancias. Los transformadores de una central elevan la tensión eléctrica hasta magnitudes de 115,000 a 230,000, y 500,000 voltios.

La manera más común de transportar la electricidad es mediante cables o líneas conductoras de gran calibre, sostenidas en torres o estructuras especiales; las líneas de transmisión llegan a subestaciones en los grandes centros de consumo, en donde disminuye su voltaje a 110 y 220 voltios para luego distribuirse a todos los habitantes de la ciudad para su uso, sin ningún riesgo.

directamente proporcional a su valor monetario y al ser esperado un error bajo en la población, se requiere un tamaño de la muestra menor.

² El voltio (V) es la unidad derivada del Sistema Internacional para el Potencial Eléctrico, la fuerza electromotriz y la tensión eléctrica; se define como la diferencia de potencial a lo largo de un conductor cuando una corriente de un amperio consume un watt de potencia. Un kilovoltio equivale a 1,000 voltios.

La SENER es responsable de establecer, conducir y coordinar la política energética del país en materia de electricidad; mientras que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), sectorizado a la SENER, ejerce el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, opera el mercado eléctrico mayorista y garantiza el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión, así como a las Redes Generales de Distribución.

Resultados

1. Tarifas del servicio público de transmisión de energía eléctrica

De conformidad con los artículos 12, fracción IV, 138, fracción I, y 139, párrafo primero, de la Ley de la Industria Eléctrica, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) está facultada para expedir y aplicar la regulación tarifaria; emitir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, y aplicar las metodologías para determinar el cálculo y el ajuste de las tarifas reguladas.

En el considerando quinto del acuerdo núm. A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó, entre otros asuntos, expedir las tarifas aplicables al periodo tarifario inicial del servicio público de transmisión de energía eléctrica, con una vigencia del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, se autorizó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) el “Ingreso requerido” por la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica para el periodo tarifario inicial, el cual, en 2017 totalizó 44,777,688.8 miles de pesos³, integrados por 22,352,704.7 miles de pesos de costos de explotación, y 22,424,984.1 miles de pesos de costos de activos. Además, se estableció la obligación para la CFE de publicar las tarifas en el Diario Oficial de la Federación (DOF).

En noviembre de 2015, la Unidad de Análisis Económico (UAE) de la CRE expidió la “Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicaría 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 al 31 de diciembre de 2018” (Memoria de cálculo), la cual reportó que la tarifa está integrada por dos elementos: el ingreso requerido y la energía. El primero correspondió a los ingresos para cubrir los costos de operación y mantenimiento aplicables al servicio público de transmisión, obtenidos con base en los costos totales ejercidos por la CFE en 2014, proyectados para 2016, 2017 y 2018, así como la asignación de los costos por actividad (generación, transmisión, distribución y suministro), y el segundo elemento, la energía, se estimó a partir de la entregada por los generadores y la extraída por nivel de tensión, determinada por la CFE para 2014.

Ingreso requerido

Para verificar el cálculo del ingreso requerido que sirvió de base para determinar las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía eléctrica de 2017, se calcularon los costos de explotación y los costos de activos; para los primeros, se consideraron los montos de las cuentas de remuneraciones, obligaciones laborales, energéticos, productores externos de energía, fuerza comprada, mantenimiento y servicios generales por contrato, materiales de

³ El ingreso requerido aprobado en el acuerdo núm. A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015, por 44,777.0 millones de pesos, se reportó redondeado y sin decimales.

mantenimiento y consumo, impuestos y derechos, otros gastos, energía eléctrica de empleados y usos propios, indirectos de oficinas nacionales, exportación, reconexiones, renta de torres, postes y otras instalaciones reportados en los estados financieros dictaminados de 2014 de la CFE, con los que se determinaron 298,580,700.0 miles de pesos de los costos de explotación.

Asimismo, para determinar los costos de los activos se consideraron los importes de las cuentas de depreciación, aprovechamiento, intereses deuda titulada, intereses de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, intereses de productores externos de energía y pago de capacidad a los productores externos de energía, de lo que resultó un monto de 128,982,448.0 miles de pesos y que de acuerdo con la Memoria de cálculo estos permanecerían constantes para el periodo tarifario inicial.

Los costos de explotación y los costos de activos de 2014 se proyectaron de 2015 a 2018, y para 2017 se obtuvieron 285,398,230.6 miles de pesos de los costos de explotación, y 128,982,448.0 miles de pesos de los costos de activos. Se comprobó que en la proyección se aplicaron las tasas de crecimiento y las especificaciones para cada una de las cuentas que integran los costos de acuerdo con la Memoria de cálculo, con excepción de la proyección de 2017 de las cuentas de remuneraciones y obligaciones laborales.

En 2014, la cuenta de remuneraciones reportó 46,106,197.0 miles de pesos; para su proyección a 2017, la CRE aplicó una tasa de crecimiento anual del 5.0%, en lugar del 6.0% de la establecida en la Memoria de cálculo, para proyectar 2017 debieron considerarse 54,913,218.3 miles de pesos, en lugar de 54,395,169.1 miles de pesos, por lo cual la proyección de la CRE fue menor en 518,049.2 miles de pesos, conforme a lo establecido en el numeral 2.1 "Costo de explotación" de la Memoria de cálculo.

De la cuenta de obligaciones laborales, la CRE determinó 60,456,934.4 miles de pesos para 2017; para su cálculo se utilizaron los montos reportados en los estados de resultados consolidados de 2008 al 2014, conforme a la Memoria de cálculo; sin embargo, la CRE no consideró los importes por 44,940,755.0 miles de pesos de 2012, y 48,689,340.0 miles de pesos de 2013, de haber sido incluidos en la proyección totalizarían 53,933,695.6 miles de pesos, monto menor en 6,523,238.8 miles de pesos de los 60,456,934.4 miles de pesos determinados por la CRE para 2017, conforme a los términos que determina el apartado 2.1 "Costos de explotación" de la Memoria de cálculo.

El 17 de agosto de 2018, la Unidad de Electricidad de la CRE informó que para proyectar la cuenta de obligaciones laborales no se consideraron los importes de 2012 y 2013, debido a que no estaban disponibles en el momento en que se realizó el cálculo del Ingreso Requerido y la tarifa de transmisión, aprobados el 7 de septiembre de 2015 con el acuerdo núm. A/045/2015; informó que de considerar el incremento del 6.0% anual en la cuenta de remuneraciones y los importes de 2012 y 2013 en la cuenta de obligaciones laborales se obtendría una variación del -2.2% en la determinación de la tarifa de 2017, lo cual no tuvo un impacto significativo en la tarifa.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, mediante el oficio núm. OM-500/DGAPT/88168/2018 del 28 de septiembre de 2018, la Dirección General Adjunta de Programas Transversales de la CRE informó que en su página oficial publicó la Memoria de cálculo que utilizó para determinar la tarifa del servicio público de transmisión

de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial, que comprende del 01 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, la cual incluyó la tasa del 5.0% de incremento anual para la cuenta de remuneraciones.

Además, la Dirección General Adjunta proporcionó información con la que la Unidad de Electricidad y la Dirección General de Análisis Económico del Sector Eléctrico comunicaron que respecto de la cuenta de obligaciones laborales en cuya proyección no se consideraron los importes de 2012 y 2013, presentados en los estados de resultados consolidados, se realizará la revisión de conformidad con el considerando cuadragésimo primero del acuerdo núm. A/045/2015, el cual establece que al terminar el periodo tarifario se conciliará el ingreso requerido autorizado a la CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica generado en exceso o déficit; en tanto, el ingreso en exceso o deficitario del autorizado será trasladado al siguiente periodo tarifario, y se someterá a la aprobación del Órgano de Gobierno.

Con la información proporcionada por la Dirección Adjunta de Programas Transversales de la CRE, se atiende lo observado.

La CRE asignó los costos de explotación por 285,398,230.6 miles de pesos, y de activos por 128,982,448.0 miles de pesos, determinados para 2017, correspondientes a las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro; además, incluyó la tasa de retorno de los activos fijos y las obras que se integraron en la tarifa de transmisión para el periodo inicial, de conformidad con los considerandos vigésimo octavo y trigésimo cuarto del acuerdo núm. A/045/2015.

Para el servicio público de transmisión de energía eléctrica la CRE determinó un ingreso requerido de 44,777,688.8 miles de pesos, integrado por 22,352,704.7 miles de pesos de costos de explotación, y 22,424,984.1 miles de pesos de costos de activos.

Ajustes al ingreso requerido

En el numeral 2.4 de la Memoria de cálculo y en los considerandos trigésimo primero y trigésimo cuarto del acuerdo núm. A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015 se estableció aplicar ajustes al ingreso requerido por eficiencia, así como un ajuste por inversiones.

La CRE determinó un ingreso requerido ajustado de 44,239,888.7 miles de pesos. Se comprobó que al ingreso requerido autorizado para 2017, por 44,777,688.8 miles de pesos, se le aplicó el ajuste del factor de eficiencia, y respecto del ajuste por inversiones, la CRE informó que no se identificaron obras del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) programadas para entrar en operaciones en 2017 que la CFE haya justificado para su inclusión.

Determinación de la energía

Para la energía que se debe considerar en la tarifa, la CRE estimó 262,069.9 GWh (Gigawatt)⁴ de energía inyectada a la red, y 248,214.8 GWh extraídos en la red para 2017, determinados con base en los 255,877.7 GWh inyectados por los generadores a la red, y los 243,324.0 GWh en las ventas de energía a los consumidores en 2014, proyectados con las tasas de crecimiento anuales estimadas del 2.4% y 2.0%⁵, por lo que no se determinaron diferencias en relación con las reportadas en el PRODESEN 2015-2029.

Determinación y actualización de tarifas

Se revisó la aplicación de las fórmulas establecidas en el considerando trigésimo noveno del acuerdo núm. A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015, y en el numeral 4, de la Memoria de cálculo, para determinar las tarifas del servicio público de transmisión de energía eléctrica del ejercicio 2017.

Se constató que para calcular las tarifas se aplicaron dos fórmulas: una para los generadores de energía (Tg), y otra para los consumidores de energía (Td), como sigue:

$$\text{Tarifa de generadores: } Tg_{i,j} = 30.0\% \text{ IRn} \times 1 / (\text{MWhg}_{i,j} + \text{MWhg}_{k,j} * \text{FPg}_{i,j})$$

$$\text{Tarifa de consumidores: } Td_{i,j} = 70.0\% \text{ IRn} \times 1 / (\text{MWhd}_{i,j} + \text{MWhd}_{k,j} * \text{FPd}_{i,j})$$

Donde:

$Tg_{i,j}$: es la tarifa aplicable al generador i conectado en el nivel de tensión j .

IRn: es el ingreso requerido estimado neto anual.

$\text{MWhg}_{i,j}$: es la inyección de energía del generador i conectado en el nivel de tensión j .

$\text{MWhg}_{k,j}$: es la generación total inyectada a la red por el resto de los generadores (k) en el nivel de tensión j .

$\text{FPg}_{i,j}$: es el factor de ponderación del nivel de tensión i al cual se encuentra conectado el generador.

$Td_{i,j}$: es la tarifa aplicable al consumidor i conectado en el nivel de tensión j .

$\text{MWhd}_{i,j}$: es la extracción de energía del usuario i conectado en el nivel de tensión j .

$\text{MWhd}_{k,j}$: es la demanda de energía del resto los consumidores (k) en el nivel de tensión j .

$\text{FPd}_{i,j}$: es el factor de ponderación del nivel de tensión i al cual se encuentra conectada la demanda.

Se validaron las variables aplicables en las fórmulas: para la tarifa de los generadores se aplicó el 30.0% al ingreso requerido ajustado por 44,239,888.7 miles de pesos (IRn); para la tarifa de

⁴ Medida de energía eléctrica equivalente a la que desarrolla una potencia suministrada de un gigawatt durante una hora. El Giga es el prefijo métrico utilizado para mil millones, en este caso se trataría de mil millones de watts o de un millón de kilowatts suministrados en una hora.

⁵ Las cifras pueden no coincidir por el redondeo de los porcentajes a un decimal.

consumidores, el 70.0%; se determinaron 13,271,966.6 miles de pesos para la fórmula de los generadores (30.0% IRn), y 30,967,922.1 miles de pesos para la fórmula de los consumidores (70.0% IRn).

En cuanto a las variables de inyección de energía eléctrica del generador (MWhg), y la demanda de energía de los consumidores (MWhd), con base en el reporte “Proyecciones de energía” de la Unidad de Electricidad, la CRE estimó 262,069.9 GWh de energía eléctrica inyectada a la red en 2017 por los generadores, integrados por 246,088.2 GWh en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y de 15,981.7 GWh en tensiones menores a 220 kV. En la variable de los consumidores (MWhd), la CRE estimó 248,214.8 GWh en ventas de energía o extracciones de energía eléctrica a la red, integrados por 43,140.0 GWh en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y 205,074.8 GWh en tensiones menores a 220 kV.

Para las variables factores de ponderación (FPg y FPd), en el numeral 3, de la Memoria de cálculo y en los considerandos trigésimo séptimo y octavo del acuerdo núm. A/045/2015 del 7 de septiembre de 2015, se establecieron los factores de ponderación por nivel de tensión, de 0.55 en tensiones mayores o iguales a 220 kV, de 1.0 en tensiones menores a 220 kV para la tarifa de los generadores, y de 0.44 en tensiones mayores o iguales a 220 kV, así como un factor de 1.0 en tensiones menores a 220 kV, para la tarifa de los consumidores.

De la sustitución de las variables que integran la fórmula se determinó lo siguiente:

DETERMINACIÓN DE LAS TARIFAS DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2017

Ingreso requerido asignado por usuario (IR) ^{1/}				Energía Inyectada / Extraída	Factores de ponderación ^{2/}	Desglose de fórmula		Tarifa	
Usuarios / Nivel de tensión	IR	Porcentaje	Total			Resultado	Dividido entre 1		
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c = a * b</i>	<i>d</i>	<i>e</i>	<i>f = d + (d * e)</i> <i>(MWhg_{ij} + MWhg_{kj} * FPg_{ij})</i>	<i>g = 1 / f</i>	<i>h = c * g</i> <i>Tg_{ij}</i>	
Generadore									
S:									
>= 220 kV	44,239.9	30.0%	13,272.0	a) 246,088.2	0.55	c) 1.8106	275,024.7 ^{3/}	0.000003636	0.0483
< 220 kV	44,239.9	30.0%	13,272.0	b) 15,981.7	1.00	d) 0.5523	151,896.2 ^{4/}	0.000006583	0.0874
Total				262,069.9					
	<i>IR</i>	<i>%</i>	<i>70% IRn</i>	<i>MWhd</i>		<i>FPd_{ij}</i>	<i>(MWhd_{ij} + MWhd_{kj} * FPd_{ij})</i>	<i>g = 1 / f</i>	<i>Td_{ij}</i>
Consumidor									
es:									
>= 220 kV	44,239.9	70.0%	30,967.9	43,140.0	0.44	2.2775	510,197.9	0.00000196	0.0607
< 220 kV	44,239.9	70.0%	30,967.9	205,074.8	1.00	0.4391	224,017.6	0.000004464	0.1382
Total IR			44,239.9	248,214.8					

FUENTE: Reporte “Tarifas ajustadas” de la Unidad de Análisis Económico de la Comisión Reguladora de Energía.

- 1/ Importes en millones de pesos redondeados.
- 2/ El factor de ponderación tiene ajustes por redondeo.
- 3/ Corresponde a la multiplicación de **b)** por **c)** más **a)**.
- 4/ Corresponde a la multiplicación de **d)** por **a)** más **b)**.

Después de determinar las tarifas, la CRE las actualizó al aplicar un porcentaje del 10.02% con base en la inflación, que resultó de comparar los índices de los precios al productor publicados por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía y el promedio de los tipos de cambio diario de 2017 publicados por el Banco de México en el DOF. Se consideró una afectación del 10.0% por la variación del tipo de cambio, y 90.0% por la inflación nacional, por lo cual las tarifas actualizadas fueron las siguientes:

ACTUALIZACIÓN DE LAS TARIFAS PARA EL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2017

(Pesos/kWh)

Usuarios	Tensión Kv ^{1/}	Tarifa determinada	Actualización		Tarifa actualizada
			Porcentaje	Factor	
Generadores	>= 220	0.0483	10.02%	1.1002	0.0531
	< 220	0.0874	10.02%	1.1002	0.0961
Consumidores	>= 220	0.0607	10.02%	1.1002	0.0668
	<220	0.1382	10.02%	1.1002	0.1521

FUENTE: Reporte de actualización de tarifas de transmisión de la Unidad de Análisis Económico de la Comisión Reguladora de Energía.

^{1/}Kv.- Un kilovoltio equivale a mil voltios, un voltio es la unidad derivada del Sistema Internacional de Unidades para el potencial eléctrico, la fuerza motriz y la tensión eléctrica.

La CRE determinó las tarifas para los generadores de energía de 0.0531 p/kWh (pesos/kilowatt-hora)⁶ en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y de 0.0961 p/kWh en tensiones menores a 220 kV, y para los consumidores de energía de 0.0668 p/kWh en tensiones mayores o iguales a 220 kV, y 0.1521 p/kWh en tensiones menores a 220 kV. Se comprobó que para determinar las tarifas del servicio de transmisión de energía eléctrica la CRE se ajustó a las fórmulas y a la actualización establecida en el apartado 4. "Cálculo de tarifas" de la Memoria de cálculo, así como al considerando trigésimo noveno, cuadragésimo tercero y al anexo único del acuerdo núm. A/045/2015.

El 12 de diciembre de 2016, la CRE dio a conocer a la Dirección General de la CFE las tarifas que se aplicarían por el servicio público de transmisión de energía eléctrica en 2017, publicadas por CFE Transmisión en el DOF el 16 de enero de 2017, en cumplimiento del artículo 146 de la Ley de la Industria Eléctrica, y del considerando cuadragésimo sexto del acuerdo núm. A/045/2015.

En conclusión, se determinaron diferencias en la proyección de las cuentas de los costos de explotación para el cálculo del ingreso requerido, ya que para la cuenta de "Remuneraciones" se tomó como año base 2014 por un monto de 46,106,197.0 miles de pesos. La CRE utilizó una tasa de crecimiento anual del 5.0% para 2017, con la cual se determinaron 54,395,169.1 miles de pesos; sin embargo, la Memoria de cálculo estableció una tasa del 6.0%, por lo cual

⁶ Kilowatt-hora.- Energía producida o consumida por una potencia de 1 kilowatt en 1 hora.

el monto debió ser 54,913,218.3 miles de pesos, el cual difiere en 518,049.2 miles de pesos menos que los calculados por la CRE.

Para la proyección de la cuenta “Obligaciones laborales”, la CRE determinó 60,456,934.4 miles de pesos con base en cifras históricas reportadas en los estados de resultados consolidados de 2008 al 2014; sin embargo, omitió incluir los montos de 44,940,755.0 miles de pesos de 2012, y 48,689,340.0 miles de pesos de 2013, por lo cual el monto de la proyección debió ser de 53,933,695.6 miles de pesos, que difiere en 6,523,238.8 miles de pesos del determinado por la CRE.

La CRE informó que de considerar el incremento del 6.0% anual para la cuenta de “remuneraciones” y los montos omitidos de 2012 y 2013 en la cuenta “obligaciones laborales”, se obtendría una variación del -2.2% en la determinación de la tarifa de transmisión 2017, por lo que el porcentaje no es significativo.

En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, la CRE publicó en su página oficial la memoria de cálculo que utilizó del 01 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, la cual incluyó la tasa del 5.0% de incremento anual para la cuenta de remuneraciones. Además, la CRE conciliará el ingreso requerido autorizado a CFE por la prestación del servicio público de transmisión eléctrica generado en exceso o déficit. El importe obtenido será trasladado al siguiente periodo tarifario, y se someterá a aprobación del Órgano de Gobierno, de conformidad con el considerando cuadragésimo primero del acuerdo núm. A/045/2015.

2. Ingresos por transmisión de energía eléctrica

El 28 de marzo de 2016, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) suscribieron un convenio con clave núm. TC-001-MAR-2016, con objeto de normar la prestación y facturación del servicio público de transmisión; en el convenio se establece la obligación del CENACE de facturar y cobrar a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista⁷, los cargos del servicio de transmisión para acreditar al transportista (CFE) lo que le corresponda, de acuerdo con las tarifas autorizadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

El 10 y el 31 de octubre de 2016 se firmaron dos convenios entre la CFE y CFE Transmisión, mediante los cuales se transfirieron los derechos y obligaciones del convenio núm. TC-001-MAR-2016 a CFE Transmisión y se estableció el inicio de la vigencia a partir del 1° de enero de 2017.

El 18 de enero de 2017, la CFE y CFE Transmisión suscribieron un contrato de mandato, con vigencia de un año a partir de su firma, en el que CFE Transmisión requirió el apoyo de la CFE para la emisión de las facturas, así como el cobro y pago que resulten de los estados de cuenta

⁷ Mercado operado por el CENACE en el que los participantes pueden realizar las transacciones señaladas en el artículo 96 de la Ley de la Industria Eléctrica, que incluyen la compraventa de energía eléctrica, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión, certificados de energías limpias y otros productos.

diarios⁸ que elabora el CENACE. En la misma fecha la CFE, CFE Transmisión, otras empresas productivas subsidiarias y el CENACE suscribieron un convenio; en su cláusula primera dispone que las obligaciones de pago que tenga el CENACE con CFE Transmisión por su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, se liberarán o extinguirán al ser realizadas a la CFE y que las obligaciones de cobro de CFE Transmisión con el CENACE quedan extintas cuando el pago se realice a la CFE. En 2017, la CFE prestó el servicio de transmisión de energía eléctrica, en cumplimiento del contrato referido.

Asimismo, debido a la conveniencia de reducir el flujo de efectivo, la CFE y el CENACE convinieron en extinguir las deudas recíprocas, mediante el “neteo” de las cuentas por cobrar y las cuentas por pagar entre ellos. Se estableció la obligación de emitir facturas y, en caso de generar diferencias a cargo de CFE Transmisión u otra empresa productiva subsidiaria, el CENACE facturaría y cobraría a CFE Suministrador de Servicios Básicos.

En el Diario Oficial de la Federación del 12 de abril de 2017, se publicó el “Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad”, el cual abrogó al anterior publicado el 10 de marzo de 2014; sin embargo, durante ese año no se actualizó el Manual de Organización General de la CFE, cuya última versión corresponde al 28 de septiembre de 2011.

El 4 de mayo de 2018, la CFE informó que el manual estaba en proceso de formalización por parte del corporativo y de la Dirección General de la CFE, y una vez que cuente con las firmas, se publicará para iniciar su vigencia.

Facturación

En 2017, CFE Transmisión reportó 57,867,174.5 miles de pesos por los servicios de transmisión de energía eléctrica, se revisó una muestra de 31 facturas emitidas por la CFE por el “pago a los transportistas por servicios de transmisión” por 13,293,124.3 miles de pesos, el 23.0%, las cuales reportaron 125,846,189.2 Mega Watts hora⁹ (MWh) de energía transportados. Se verificaron los montos facturados, la aplicación de las tarifas autorizadas por la CRE, vigentes en 2017, y 231 estados de cuenta diarios emitidos por el CENACE, en su carácter de operador del Mercado Eléctrico Mayorista, que soportan los MWh y el monto de las facturas.

De acuerdo con el numeral 4.2.2 del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos del CENACE, se emitirán las facturas que el CENACE deba pagar de cada periodo de lunes a domingo, a más tardar el miércoles siguiente, aunque puede ser de manera diaria.

Se comprobó que los montos de las 31 facturas expedidas por la CFE coincidieron con los reportados en los 231 estados de cuenta diarios relacionados con las facturas, se determinaron con las tarifas autorizadas vigentes en 2017; sin embargo, la cantidad en MWh de energía en 21 de las 31 facturas revisadas no coincidió con la reportada en los estados de cuenta diarios del CENACE. Las facturas correspondieron a los folios del núm. MEMPO-28 al

⁸ Un Estado de Cuenta Diario es el documento que emite el CENACE todos los días para cada cuenta de orden de cada participante del mercado, que contiene el detalle de las operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista y es la base que se utiliza para los procesos de facturación y re-liquidación.

⁹ El Mega Watt hora es una unidad de medida de energía eléctrica, equivalente a un millón de Watts hora y es la energía necesaria para suministrar una potencia constante durante una hora.

MEMPO-48, las cuales reportaron 4,959,669.2 MWh, mientras que en los 21 estados de cuenta diarios se reportaron 11,263,156.8 MWh. La diferencia por 6,303,487.6 MWh, se detalla a continuación:

FACTURAS Y ESTADOS DE CUENTA DIARIOS CON DIFERENCIAS, 2017

(Miles de pesos)

Núm. de factura	Factura de la CFE ^{1/}		Estados de cuenta diarios del CENACE ^{2/}		Diferencias	
	MWh ^{3/}	Importe	MWh	Importe	MWh	Importe
MEMPO-28	690,121.7	157,389.8	1,563,975.3	157,389.8	-873,853.6	0.0
MEMPO-29	705,103.0	160,602.0	1,594,937.0	160,602.0	-889,834.0	0.0
MEMPO-30	696,760.7	158,554.3	1,573,807.2	158,554.3	-877,046.5	0.0
MEMPO-31	685,708.9	156,671.3	1,558,691.5	156,671.3	-872,982.6	0.0
MEMPO-32	679,657.7	155,483.3	1,546,563.4	155,483.3	-866,905.7	0.0
MEMPO-33	641,381.6	148,219.0	1,479,283.2	148,219.0	-837,901.6	0.0
MEMPO-34	581,800.2	134,124.0	1,335,802.5	134,124.0	-754,002.3	0.0
MEMPO-35	31,975.8	6,976.1	68,795.1	6,976.1	-36,819.3	0.0
MEMPO-36	33,497.3	7,315.5	72,301.2	7,315.5	-38,803.9	0.0
MEMPO-37	34,158.8	7,489.0	73,866.9	7,489.0	-39,708.1	0.0
MEMPO-38	35,034.3	7,637.6	75,253.7	7,637.6	-40,219.4	0.0
MEMPO-39	35,535.0	7,737.8	76,140.6	7,737.8	-40,605.6	0.0
MEMPO-40	34,545.6	7,496.8	74,024.8	7,496.8	-39,479.2	0.0
MEMPO-41	31,517.3	6,869.0	67,393.8	6,869.0	-35,876.5	0.0
MEMPO-42	7.2	1,538.6	13,730.3	1,538.6	-13,723.1	0.0
MEMPO-43	6,492.2	1,501.9	13,451.8	1,501.9	-6,959.6	0.0
MEMPO-44	6,786.1	1,567.4	14,039.0	1,567.4	-7,252.9	0.0
MEMPO-45	7,099.3	1,664.4	14,685.1	1,664.4	-7,585.8	0.0
MEMPO-46	7,456.0	1,738.3	15,408.9	1,738.3	-7,952.9	0.0
MEMPO-47	7,498.1	1,770.9	15,486.1	1,770.9	-7,988.0	0.0
MEMPO-48	<u>7,532.4</u>	<u>1,771.3</u>	<u>15,519.4</u>	<u>1,771.3</u>	<u>-7,987.0</u>	<u>0.0</u>
Total	4,959,669.2	1,134,118.3	11,263,156.8	1,134,118.3	-6,303,487.6	0.0

FUENTE: Facturas y estados de cuenta diarios.

^{1/} CFE: Comisión Federal de Electricidad.^{2/} CENACE: Centro Nacional de Control de Energía.^{3/} MWh: Mega Watts hora.

Del análisis, se obtuvo que la diferencia se debió a que en 20 casos para la elaboración de las facturas, en lugar de la suma de los cuatro conceptos que presenta el estado de cuenta diario, se consideró la cantidad de MWh consignada en la columna "concepto de cargo/pago", denominada "Contribución de las ERC en Tensiones < 220", y en un caso, se aplicó el concepto "Contribución de las ERC en Tensiones >= 220".

Además, las 31 facturas expedidas por la CFE cumplieron con los requisitos fiscales previstos en el artículo 29-A del Código Fiscal de la Federación, y se validaron en la página de internet del Servicio de Administración Tributaria.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, mediante el oficio de fecha 1 de octubre de 2018, la Gerencia de Control y Evaluación Financiera de la CFE proporcionó una nota explicativa de la Subjefatura de Operación Financiera de CFE Transmisión, mediante la cual comunicó que la diferencia entre los volúmenes de energía en la facturación por 6,303,487.6 MWh, y los volúmenes de energía en los estados de cuenta, se debió a que a partir de que se facturaron los servicios de

transmisión mediante la transacción en “SAP ZMEM07”, se tomó como referencia el último volumen de energía para que se reflejara en la facturación, ya que a cada uno de los cuatro conceptos consignados en el estado de cuenta le corresponde una tarifa diferente, por lo que no es viable sumar los volúmenes de energía y los importes de cada uno de los conceptos.

Con el análisis de la información, se constató que de las 31 facturas referidas, 10 incluyeron la totalidad de las cantidades en MWh reportadas en los estados de cuenta diarios del CENACE, por lo cual los MWh reportados en las 21 facturas restantes no se pudieron conciliar con los estados de cuenta diarios, que constituyen el soporte documental de la facturación. Por lo tanto, no se solventa el hallazgo determinado.

Re-liquidaciones

En el numeral 17.2.5 de las Bases del Mercado Eléctrico, vigentes en 2017, se dispone que el proceso de liquidación¹⁰ incluye la emisión de re-liquidaciones, en las que se vuelven a calcular todas las facturas de cada día de operación con base en los datos de medición actualizados, errores corregidos y controversias; el proceso incluye una re-liquidación inicial, una intermedia y una final. Las operaciones se reportan en los estados de cuenta diarios.

En el numeral 3.4.7 del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos del CENACE se establece que el resultado de una re-liquidación podrá resultar en cargos para el CENACE o para el participante del mercado, dependiendo si la diferencia es a favor o en contra del CENACE o del participante del mercado. Ambos deberán cobrar o pagar las diferencias que resulten en los importes nuevos contra la liquidación original, por lo que el CENACE y los participantes del mercado generarán notas de crédito y de débito para ajustar las condiciones en que se facturó originalmente.

De acuerdo con el numeral 3.4.8 del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos del CENACE, las re-liquidaciones pueden ser:

- 1.- Re-liquidación inicial: se emite en el estado de cuenta diario en los 49 días naturales posteriores al día de operación que dio origen al estado de cuenta diario.
- 2.- Re-liquidación intermedia: se emite en el estado de cuenta diario en los 105 días naturales posteriores al día de operación que dio origen al estado de cuenta diario.
- 3.- Re-liquidación Final: se emite en el estado de cuenta diario en los 210 días naturales posteriores al día de operación que dio origen al estado de cuenta diario.

De las 31 facturas seleccionadas, en 2017, el CENACE emitió 483 estados de cuenta diarios de re-liquidaciones por ajustes en los datos de medición actualizados. Se revisó la aplicación de las tarifas del servicio público de transmisión, con las cuales se determinaron los importes ajustados. Se constató que de los 483 estados de cuenta diarios, 231 se emitieron en 49 días naturales posteriores al día de operación, 210 en 105 días naturales, y 42 en 210 días naturales posteriores al día de operación, en cumplimiento del numeral citado.

¹⁰ En el proceso de liquidaciones del Mercado Eléctrico Mayorista se calculan los importes abonados y cobrados por el CENACE a los Participantes del Mercado para los diferentes tipos de cargos.

Con el análisis de la aplicación de los ajustes de las re-liquidaciones a las 31 facturas revisadas por 13,293,124.3 miles de pesos, por la transmisión de 125,846,189.2 MWh, se determinó un monto ajustado de 13,115,457.4 miles de pesos por la transportación de 130,953,556.7 MWh de energía eléctrica mediante la Red Nacional de Transmisión, la suma de los montos ajustados fueron menores en 177,666.9 miles de pesos y fueron mayores en 5,107,367.5 MWh; este efecto se debió a que el precio del MWh es diferente por tipo tarifa para generadores, consumidores y por niveles de tensión.

Cobranza

De acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre la CFE y CFE Transmisión, así como con el convenio entre la CFE, CFE Transmisión, otras empresas productivas subsidiarias y el CENACE, ambos del 18 de enero de 2017, la CFE cobrará el servicio de transmisión de energía eléctrica a cuenta de CFE Transmisión.

Al respecto, la Jefatura de la Unidad de Administración de CFE Transmisión reporta cada semana a la Subdirección de Operación Financiera de la CFE, una relación con todas las cuentas por cobrar que tiene con el CENACE, integradas por liquidaciones (facturas) y re-liquidaciones, así como por los estados de cuenta diarios emitidos en el periodo (semana inmediata anterior).

Con esta relación, que totaliza las cuentas por cobrar a favor de CFE Transmisión, así como con las demás cuentas por cobrar y cuentas por pagar de otras empresas productivas subsidiarias de la CFE, la Coordinación de Programación y Análisis Administrativo de la CFE integró un monto neto total a cobrar o a pagar al CENACE, el cual es reportado a la Subdirección de Operación Financiera de la CFE para su cobro o pago. Se constató que la cobranza de los 13,293,124.3 miles de pesos de las 31 facturas emitidas por la CFE se realizó conforme al convenio del 18 de enero de 2017. Se revisó la "Integración de liquidaciones de CFE ante el Mercado Eléctrico Mayorista 2017", en el que se incluyeron en forma semanal los neteos de 2017 de las cuentas por cobrar y por pagar del CENACE y cinco empresas productivas subsidiarias, entre ellas, CFE Transmisión, así como 11 oficios en los que CFE Transmisión informó de las operaciones semanales a la CFE, que incluyeron las 31 facturas revisadas.

Se comprobó que 11 operaciones de neteo formaron parte del cobro de las 31 facturas, en las cuales resultó un importe a cargo de la CFE por 4,075,168.0 miles de pesos, se verificó el pago con 11 comprobantes bancarios de la CFE. Los montos a cargo se pagaron el miércoles inmediato siguiente a la semana de emisión de los estados de cuenta diarios, en cumplimiento del numeral 1.5.6 del Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos, vigente en 2017.

En conclusión, de las 31 facturas expedidas por la CFE, en 21 la cantidad de MWh de energía no coincidió en 6,303,487.6 MWh con la reportada en los estados de cuenta diarios del CENACE.

Asimismo, la CFE no contó con el Manual de Organización General actualizado, la última versión fue del 28 de septiembre de 2011.

2017-6-90TVV-15-0530-01-001 Recomendación

Para que la Comisión Federal de Electricidad registre las cantidades de Mega Watts hora en las facturas, de acuerdo con las cantidades presentadas en los estados de cuenta diarios del Centro Nacional de Control de Energía, a fin de que las cifras consignadas en las facturas sean confiables.

2017-6-90TVV-15-0530-01-002 Recomendación

Para que la Comisión Federal de Electricidad actualice el Manual de Organización General, a fin de establecer las estructuras, atribuciones y funciones vigentes de cada una de las unidades administrativas que conforman la empresa productiva del Estado, y los funcionarios tengan seguridad en su actuación al delimitar sus responsabilidades y la del personal a su cargo.

3. Calibración y mantenimiento a los equipos de medición

En 2017, para el mantenimiento y calibración de los equipos de medición con los que se cuantificó la energía eléctrica transportada y comercializada en el Mercado Eléctrico Mayorista, CFE Transmisión aplicó el “Procedimiento para calibración de Medidores de Energía” del 27 de marzo de 2015, y la “Guía de Mantenimiento de Esquemas de Protección, Medición, Control y Supervisión, y Equipos de Medición y Prueba” (Guía de mantenimiento), de diciembre de 2014, ambos expedidos por la Coordinación de Protecciones, Comunicaciones y Control de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Calibración

De conformidad con el numeral 7.7.5 de la Guía de mantenimiento, las actividades de calibración deben ser realizadas por personal acreditado ante el Sistema Institucional de Metrología de la CFE, la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) o el Centro Nacional de Metrología. La Coordinación de Monitoreo y Operación de Activos de CFE Transmisión proporcionó el “Inventario General de Medidores por Gerencia Regional de Transmisión” al 31 de diciembre de 2017, integrado por 3,115 medidores de energía distribuidos en nueve gerencias regionales de transmisión en el país (Baja California, Noroeste, Norte, Noreste, Occidente, Central, Oriente, Sureste y Peninsular), que incluyó los datos de los medidores, el área responsable, la clave, marca, modelo, número de serie y código del medidor, la información de la calibración y de los transformadores potenciales y de corriente, así como los datos específicos de su registro en el Sistema de Recepción de Datos de Energía para Liquidación del Centro Nacional de Control de Energía.

Del análisis del inventario se obtuvo que en tres casos, el número de serie, la marca y el modelo de los medidores eran incorrectos; dos correspondieron a la Gerencia Regional de Transmisión Noroeste, y uno a la norte. En el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, la Jefatura del Departamento de Medición informó del error y proporcionó el inventario general de medidores actualizado al 3 de julio de 2018, con los números de serie, la marca y modelos correctos.

Se comprobó que CFE Transmisión contó con los “Programas de calibración de medidores de energía” autorizados por cada una de las gerencias regionales, en los cuales se estableció el número de equipo y el mes en que se realizaría la calibración.

De acuerdo con el numeral 19.1, del apartado 19 “Calibración de multimedidores”, de la Guía de mantenimiento, los resultados de la calibración se reportan en los documentos “Informes de calibración”. De la selección de 45 medidores del “Inventario General de Medidores por Gerencia Regional de Transmisión” se constató que estuvieron incluidos en los programas de calibración elaborados por cada una de las gerencias regionales y que los resultados del cumplimiento de la evaluación de la calibración y los porcentajes de exactitud y error permitido se mantuvieron dentro de los patrones de lectura establecidos en los informes; además, los laboratorios de medición y metrología, adscritos a las gerencias regionales de transmisión, que elaboraron los informes de calibración, contaron con las acreditaciones aprobadas por la EMA.

Mantenimiento

De acuerdo con el numeral 7.3 “Actividades genéricas de mantenimiento y calibración” de la Guía de mantenimiento, se definen 28 actividades genéricas en la programación y ejecución de los mantenimientos. Además, se establecen los tipos de mantenimiento: preventivo, predictivo, detectivo y correctivo.

Se revisaron 56 reportes denominados “Detalle de créditos¹¹ realizados”, en los que se registró el detalle de las actividades de mantenimiento programadas y realizadas a los equipos de medición y supervisión de enero a diciembre de 2017, pertenecientes a las nueve gerencias regionales. Los reportes incluyeron información sobre el número del plan de mantenimiento; la descripción de los equipos y de las actividades que se realizarán; los datos sobre los créditos programados y ejercidos por cada actividad, así como la fecha de ejecución, además de las firmas de los funcionarios que los elaboraron, supervisaron y autorizaron. Se comprobó que las actividades descritas en los 56 reportes están en las 28 actividades genéricas descritas en la Guía de mantenimiento.

Por otra parte, CFE Transmisión contó con los reportes estadísticos de mantenimiento a los equipos de transmisión, acumulados a diciembre de 2017, en los cuales se reportó el porcentaje de cumplimiento al mantenimiento, mínimo de 90.5% del preventivo, 97.7% del predictivo, 78.7% del detectivo y del 99.6% de supervisión de los equipos.

CFE Transmisión informó que durante el 2017 estableció un programa anual de calibración de equipos de medición conforme a las actividades de mantenimiento descritas en la Guía de Mantenimiento, que incluyó las actividades de planeación y análisis de riesgos, mantenimiento a tableros y calibración de multimedidores, en las cuales, para las primeras dos actividades, se efectúan labores no invasivas, y la calibración implica la manipulación directa de los equipos.

En conclusión, el inventario general de medidores por gerencia regional de transmisión no estaba actualizado al 31 de diciembre de 2017, ya que en tres casos, el número de serie, la marca y el modelo de los medidores eran incorrectos, por lo que en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la ASF, CFE Transmisión proporcionó un inventario actualizado a julio de 2018.

¹¹ Crédito: Unidad de Medida equivalente a “una hora-hombre de trabajo”.

4. Proyectos de inversiones del Plan de Negocios 2017-2021 de la Comisión Federal de Electricidad.

El artículo 13, fracción II, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad establece que el Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se elabora y actualiza con una perspectiva de cinco años; además, contiene las principales estrategias comerciales, financieras y de inversiones; los proyectos de gran magnitud, de mejora tecnológica y las adquisiciones prioritarias.

En el Plan de Negocios 2017-2021 de la CFE se incluyeron 14 proyectos de inversión para ejecutarse por CFE Transmisión mediante financiamientos BOT¹² y CAT¹³, para los que estimó un monto de inversión de 68,000,000.0 miles de pesos, al 31 de diciembre de 2017, seis de ellos aún no eran reinstruidos por la Secretaría de Energía (SENER), y los ocho restantes estaban en revisión por el Consejo de Administración de CFE para autorización.

En el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) incluido en el Plan de Negocios 2017-2021, la CFE incluyó 24 proyectos en curso o instruidos por un monto estimado de 24,650,000.0 miles de pesos, los cuales se realizaron mediante Obra Pública Financiada (OPF)¹⁴ y presupuestal. Para la autorización de estos proyectos, la Coordinación de Planificación de la Subdirección de Transmisión de la CFE realizó los estudios de demanda de la energía eléctrica, y con base en el resultado, se incluyeron en este programa; 2 se concluyeron en 2016, 14 en 2017 y 8 se encuentran en proceso. La inversión total de los proyectos concluidos fue de 6,280,780.9 miles de pesos, y se ejercieron 5,292,473.5 miles de pesos en 2017, como se muestra a continuación:

¹² BOT: Build, Operate and Transfer. Construir, Operar y Transferir: En un proyecto BOT, el sector público otorgante le concede a la empresa privada el derecho de desarrollar y operar un complejo o sistema por cierto periodo de tiempo, o el "periodo de concesión" que usualmente sería un proyecto del sector público.

¹³CAT: Construir- Arrendar-Transferir: El constructor realiza todas las inversiones que requiere el proyecto y al término de la obra la entrega a la CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero de largo plazo; una vez concluido éste, los activos son transferidos al patrimonio de CFE.

¹⁴ OPF: Estos proyectos se adjudican normalmente por medio de licitaciones públicas internacionales; el contratista al que se le adjudica ésta, es el responsable de llevar a cabo la ingeniería, suministro, construcción y financiamiento del proyecto para cumplir con sus obligaciones ante la CFE. Terminadas las obras, la CFE las recibe, previa verificación de que las mismas cumplen con los requisitos establecidos en el concurso, y liquida al contratista en una sola exhibición.

MONTO EJERCIDO DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN, EN 2017
(Miles de Pesos)

Núm.	Proyecto	Importe
1	104 Slt ^{1/} 706 Sistemas Norte (3ª. fase)	120,246.0
2	* 292 Se ^{2/} 1701 Subestación Chimalpa Dos	1,048,330.5
3	307 Slt 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (1ª. fase)	194,928.7
4	* 308 Slt 1804 Subestaciones y Líneas Transmisión Oriental - Peninsular (4ª. fase)	131,026.8
5	* 320 Lt ^{3/} 1905 Transmisión Sureste - Peninsular (1ª. fase) (2ª. convocatoria)	23,234.5
6	320 Lt 1905 Transmisión Sureste - Peninsular (2ª. fase)	750,909.6
7	* 316 Se 1901 Subestaciones de Baja California	162,782.0
8	319 Slt 1904 Transmisión y transformación de Occidente (2ª. fase)	437,907.8
9	317 Slt 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste (3ª. fase)	632,059.5
10	234 Slt 1302 Transformación del Noreste	526,745.3
11	319 Slt 1904 Transmisión y Transformación de Occidente (1ª. fase)	207,713.7
12	215 Slt 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5ª.fase)	234,837.7
13	307 Slt 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2ª. fase)	667,424.3
14	S.E. Valle de México 230 kV.	<u>154,327.1</u>
	Total	<u>5,292,473.5</u>

FUENTE: Documentación proporcionada por la CFE, del "Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos" (SAP).

* Suman 96,742.5 miles de dólares, equivalentes a 1,849,582.4 miles de pesos, de los cuales 484,208.6 miles de pesos se ejercieron en 2016 y 1,365,373.8 miles de pesos en 2017.

^{1/} Slt: Subestación y línea de transmisión.

^{2/} Se: Subestación.

^{3/} Lt: Línea de transmisión.

Del análisis de los oficios de autorización de la SENER para realizar los proyectos, y los contratos formalizados para su ejecución, se determinó que en cuatro proyectos de obra pública financiada se ejercieron 96,742.5 miles de dólares, monto mayor en 2,491.7 miles de dólares a los 94,250.8 miles de dólares previstos en los contratos.

Al respecto, la CFE informó que el incremento de los proyectos de inversión se debe a pagos por servicio de la deuda y por reconocimiento de afectaciones ajenas al contratista en la ejecución de los proyectos, en cumplimiento del artículo 229, del Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas, que establece que las dependencias y entidades podrán reconocer trabajos no considerados en los alcances de los contratos de obras o servicios celebrados a precio alzado, cuando se trate de trabajos extraordinarios a los originalmente contratados y que resulten necesarios para el seguimiento y conclusión de los trabajos.

De acuerdo con el artículo 205, del Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, las entidades, por conducto de las dependencias coordinadoras de sector, deberán informar sobre el desarrollo de los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo, incluyendo su avance físico y financiero, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Se constató que la SHCP publicó en su página de internet el documento "Avance financiero y físico de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo en construcción" del cuarto trimestre de 2017, en el cual se incluyeron los 14 proyectos concluidos en 2017, así como el grado de avance de los 8 restantes.

CFE Transmisión proporcionó el registro contable de los proyectos de inversión concluidos en 2017, por 5,292,473.5 miles de pesos, lo cual se constató en el “Sistema, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos”.

Proyectos de Inversión del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2017-2031.

El artículo 108, fracción XIV, de la Ley de la Industria Eléctrica, establece que el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) formula y propone a la SENER, el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) que corresponda al Mercado Eléctrico Mayorista, el cual será autorizado por la SENER a propuesta del CENACE; en tanto, en la fracción III, del artículo 11, de esta ley dispone que la SENER es la encargada de dirigir la planeación y elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

Además, de acuerdo con el artículo 29, los transportistas y los distribuidores llevarán a cabo los proyectos de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las redes generales de distribución que se incluyan en los programas correspondientes, previa instrucción de la SENER.

En el PRODESEN 2017-2031, la SENER incorporó los proyectos y aspectos relevantes del PAMRNT 2017-2031 propuesto por el CENACE para ser instruidos en 2017 por esa dependencia, así como las posibles actualizaciones de los proyectos.

Se comprobó que en julio de 2017, de 30 proyectos de inversión la SENER instruyó a CFE Transmisión, el seguimiento de cinco proyectos de 2015 y 2016 y de 25 proyectos nuevos iniciar su ejecución entre 2019-2023. Al cierre de 2017, los 30 proyectos aún no se habían licitado, pero se encontraban programados en el PRODESEN 2017-2031.

Los 25 proyectos fueron autorizados por el Consejo de Administración de CFE Transmisión en el acta de sesión del 12 de diciembre de 2017, y mediante los acuerdos núms. CA-031/2018, CA/032/2018 y CA-033/2018 de la sesión ordinaria del 26 de abril de 2018, aprobó que 24 de los 25 proyectos instruidos por la SENER se ejecutaran por CFE Transmisión con recursos del Fideicomiso de Inversión en Energía Eléctrica e Infraestructura, denominado “CFE Fibra E”, y uno se financie mediante la cartera de Proyectos de Impacto Diferido en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) de la CFE.

Conclusión:

- En el Plan de Negocios 2017-2021 de la CFE se incluyeron 38 proyectos de inversión para ejecutarse por CFE Transmisión, de los cuales 14 serán ejecutados mediante financiamientos BOT¹⁵ y CAT¹⁶, para los que se estimó un monto de inversión de

¹⁵ BOT: Build, Operate and Transfer. Construir, Operar y Transferir: En un proyecto BOT, el sector público otorgante le concede a la empresa privada el derecho de desarrollar y operar un complejo o sistema por cierto periodo de tiempo, o el “periodo de concesión” que usualmente sería un proyecto del sector público.

¹⁶CAT: Construir- Arrendar-Transferir: El constructor realiza todas las inversiones que requiere el proyecto y al término de la obra la entrega a la CFE para su operación mediante un contrato de arrendamiento financiero de largo plazo; una vez concluido éste, los activos son transferidos al patrimonio de CFE.

68,000,000.0 miles de pesos, que al 31 de diciembre de 2017 estaban en proceso de autorización por la SENER y, 24 proyectos de inversión en curso, de estos se concluyeron 14 por 6,280,780.9 miles de pesos, con un monto ejercido de 5,292,473.5 miles de pesos en 2017.

- En el PRODESEN 2017-2031, de 30 proyectos de inversión, la SENER instruyó a CFE Transmisión dar seguimiento a cinco proyectos de 2015 y 2016, y de 25 iniciar su ejecución entre 2019-2023, de los cuales 24 serán financiados con recursos del Fideicomiso de Inversión en Energía Eléctrica e Infraestructura, denominado “CFE Fibra E”, y uno mediante PIDIREGAS de la CFE. Al cierre de 2017, los 30 proyectos aún no se habían licitado.

5. Registro contable

En los estados financieros dictaminados y en la balanza de comprobación al 31 de diciembre de 2017, CFE Transmisión reportó 57,867,174.5 miles de pesos de los “Ingresos por servicios de transmisión”.

Se revisó una muestra de 13,293,124.3 miles de pesos, sin Impuesto al Valor Agregado, el 23.0%, como se muestra a continuación:

INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN, 2017

(Miles de pesos)

Número de folio	Facturas	Estados de cuenta diarios	Pólizas	Importes facturados		
				Importe	IVA ^{1/}	Total
MEMPO-7	1	21	2	1,233,769.1	197,403.1	1,431,172.2
MEMPO-8	1	21	2	1,184,724.5	189,555.9	1,374,280.4
MEMPO-9	1	21	2	1,232,676.4	197,228.2	1,429,904.6
MEMPO-18	1	21	2	1,243,153.0	198,904.5	1,442,057.5
MEMPO-19	1	21	2	1,236,143.2	197,782.9	1,433,926.1
MEMPO-20	1	21	2	1,239,542.0	198,326.7	1,437,868.7
MEMPO-21	1	21	2	1,245,807.9	199,329.3	1,445,137.2
MEMPO-22	1	21	2	1,212,861.5	194,057.8	1,406,919.3
MEMPO-23	1	21	2	1,161,888.3	185,902.1	1,347,790.4
MEMPO-24	1	21	2	1,168,440.1	186,950.4	1,355,390.5
MEMPO-28 a						
MEMPO-48	<u>21</u>	<u>21</u>	<u>42</u>	<u>1,134,118.3</u>	<u>181,458.9</u>	<u>1,315,577.2</u>
Total	31	231	62	13,293,124.3	2,126,899.8	15,420,024.1

FUENTE: Facturación de la Comisión Federal de Electricidad y Estados de Cuenta Diarios del Centro Nacional de Control de Energía.

^{1/} IVA: Impuesto al Valor Agregado.

Se verificó que los montos registrados en el “Sistema, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de Datos” (SAP) coincidieron con los consignados en las facturas en los estados de cuenta diarios del Centro Nacional de Control de Energía y en las pólizas. También se comprobó que los ingresos facturados se registraron en las cuentas establecidas en la Guía Contabilizadora de la Comisión Federal de Electricidad, vigente en 2017.

6. Registro y presentación en Cuenta Pública

En el “Estado de Ingresos de Flujo de Efectivo” de CFE Transmisión de la Cuenta Pública 2017 se presentaron 542,433.8 miles de pesos, integrados por 487,823.9 miles de pesos de los Ingresos por Venta de Servicios, y 54,609.9 miles de pesos de Ingresos Diversos. En el “Estado de actividades” de los estados financieros de CFE Transmisión se reportaron 60,157.206.3 miles de pesos, de los cuales 57,867,174.5 miles de pesos correspondieron a “Ingresos por Servicios de Transmisión”, y 2,290,031.8 miles de pesos a “Otros Ingresos”.

Se constató que CFE Transmisión realizó la conciliación de los ingresos en flujo de efectivo con los reportados en los estados financieros dictaminados, como sigue:

CONCILIACIÓN DE LOS INGRESOS REPORTADOS EN CUENTA PÚBLICA CON LOS PRESENTADOS
EN LOS ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS DE CFE TRANSMISIÓN, 2017
(Miles de pesos)

Concepto	Parcial	Importe	
		Subtotal	Total
Ingresos Cuenta Pública 2017			542,433.8
Más: ingresos contables no presupuestarios		<u>59,629,781.6</u>	59,629,781.6
Cuenta provisión ingresos mercado eléctrico mayorista	1,907,129.8		
Contribución generadores en tensión menor=220kv	18,729,562.5		
Contribución generadores en tensión mayor 220kv	4,121,925.7		
Contribución de los ERC ¹⁷ en tensiones menor=220kv	1,305,840.5		
Contribución de los ERC en tensiones mayor 220kv	31,802,716.1		
Ingresos servicios a terceros transmisión T000	66,031.0		
Ingresos intercompañía mantenimiento transmisión	557.4		
Ingresos intercompañía medición transmisión	6.0		
Ingresos intercompañía comunicación voz y datos transmisión	884.7		
Ingresos intercompañía impartición de capacitación	1,802.3		
Ingresos intercompañía arrendamiento de infraestructura	1,084.1		
Ingresos intercompañía servicios administrativos seguridad física	13,941.1		
Ingresos intercompañía servicios Internos de telecomunicaciones	209,054.1		
Penalización a proveedores, contratistas y clientes	12,276.0		
Ajenos afectos Impuesto al Valor Agregado (IVA), servicios a terceros sector privado	3,524.0		
Uso y aprovechamiento del par de hilos	44,190.8		
Productos realizados por mantenimiento	50,012.4		
Productos ajenos a la explotación afectos IVA venta de desperdicios a personas	11,392.6		
Productos ajenos a la explotación no afectos IVA Recuperación indemnización de bienes asegurados	433,444.4		
Ajuste a estimación e indemnización bienes asegurados	-200,905.6		
Productos ajenos explotación no afectos IVA otros productos	<u>1,115,311.7</u>		
Menos: ingresos presupuestarios		<u>15,009.1</u>	15,009.1
111 energía eléctrica tasa 15%	-1.4		
Renta torres, postes	3,140.5		
Pruebas de laboratorio	34.5		
Materiales y equipo de desecho	11,407.2		
Dispersión de recursos transmisión	<u>428.4</u>		
Ingresos Estados Financieros Dictaminados de 2017			<u>60,157,206.3</u>

FUENTE: Cuenta Pública 2017, Papel de trabajo del flujo de efectivo, estados financieros dictaminados y balanza de comprobación de CFE Transmisión 2017.

¹⁷ Entidad Responsable de Carga.

Se constató que el Departamento de Presupuesto de CFE Transmisión concilió los ingresos reportados en la Cuenta Pública 2017, con los presentados en los estados financieros dictaminados de ese mismo año de conformidad con los artículos 44 y 52, de la Ley General de Contabilidad Gubernamental.

En su estado de actividades, CFE Transmisión reportó 60,091,175,206.3 miles de pesos por “Otros Ingresos y Beneficios Varios” y 66,031.0 miles de pesos de “Ingresos por Venta de Bienes y Servicios”, e informó que los 60,091,175,206.3 miles de pesos correspondieron a la facturación del servicio público de transmisión del Mercado Eléctrico Mayorista, la cual se clasificó en el rubro “Otros Ingresos y Beneficios Varios”, para respetar el formato del corporativo, ya que es la primera vez que el dictamen se presenta por cada empresa productiva subsidiaria. Los 66,031.0 miles de pesos correspondieron a la facturación de los servicios de ingeniería y estudios, así como del servicio de habilitación de infraestructura que se les cobra a terceros.

En el numeral 7, párrafo 72, del Clasificador por Rubros de Ingresos Publicado en el Diario Oficial de la Federación del 9 de diciembre de 2009, se especifica que los Ingresos por Venta de Bienes y Prestación de Servicios de las Empresas Productivas del Estado constituyen los ingresos propios obtenidos por actividades de producción, comercialización o prestación de servicios. En consecuencia, CFE Transmisión debió registrar los 60,091,175,206.3 miles de pesos en el rubro “Ingresos por Venta de Bienes y Servicios”, y 66,031.0 miles de pesos en “Otros ingresos y Beneficios Varios”.

En conclusión, en el estado de actividades de la Cuenta Pública CFE Transmisión reportó 66,031.0 miles de pesos por la “Venta de Bienes y Servicios” y 60,091,175,206.3 miles de pesos en el rubro de “Otros Ingresos y Beneficios Varios”, que correspondieron a la facturación de los ingresos por el servicio público de transmisión del Mercado Eléctrico Mayorista, actividad principal de CFE Transmisión; sin embargo, estos últimos debió registrarlos en “Ingresos por Venta de Bienes y Servicios”, por constituir sus ingresos propios, y los 66,031.0 miles de pesos en “Otros Ingresos y Beneficios Varios”.

2017-6-90UIW-15-0530-01-001 **Recomendación**

Para que la CFE Transmisión reporte los ingresos de su actividad principal y los otros ingresos en los rubros correspondientes de la Cuenta Pública, a fin de que la información que presente se ajuste a las disposiciones establecidas.

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 4 observaciones, las cuales 2 fueron solventadas por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. Las 2 restantes generaron: 3 Recomendaciones.

Dictamen

El presente se emite el 16 de octubre de 2018, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría, la cual se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada y de cuya veracidad es responsable. Con base en los resultados obtenidos en la auditoría practicada, cuyo objetivo fue fiscalizar la gestión financiera de los ingresos de acuerdo con las condiciones contractuales, la razonabilidad de las tarifas, el cumplimiento del plan de inversiones de infraestructura, los proyectos de ampliación y modernización de la red, así

como verificar su registro y presentación en la Cuenta Pública, de conformidad con las disposiciones normativas, y específicamente respecto de la muestra revisada que se establece en el apartado relativo al alcance, se concluye que, en términos generales, CFE Transmisión, la Comisión Federal de Electricidad, la Comisión Reguladora de Energía, y el Centro Nacional de Control de Energía cumplieron con las disposiciones legales y normativas relativas a los ingresos por los servicios de transmisión de energía eléctrica, la determinación de las tarifas de transmisión, los proyectos de ampliación y modernización de la red, los cuales resultaron satisfactorios.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

C.P. Jesús Caloca Moreno

Lic. Rubén Medina Estrada

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la determinación de las tarifas aplicables al servicio de transmisión de energía eléctrica, así como su autorización por parte de la Comisión Reguladora de Energía.
2. Comprobar que los ingresos por la transmisión de energía eléctrica se determinaron y facturaron de conformidad con las tarifas autorizadas.
3. Constatar que la cobranza se realizó de acuerdo con los términos establecidos en los contratos y convenios, así como la aplicación de las penas correspondientes en caso de incumplimiento.
4. Verificar que los equipos de medición para la prestación del servicio público de transmisión de energía eléctrica se calibraron y recibieron mantenimiento, de conformidad con la normativa.

5. Comprobar que, en 2017, la Comisión Federal de Electricidad se ajustó al plan de inversiones de infraestructura para la prestación del servicio público de transmisión.
6. Verificar que el registro y presentación en la Cuenta Pública se realizó de acuerdo con la normativa.

Áreas Revisadas

Las coordinaciones de Mantenimiento de Equipo de Subestaciones, de Monitoreo y Operación de Activos, y de Redes de Transmisión; la Unidad de Administración, y la Subjefatura de Unidad de Operación Financiera, adscritas a CFE Transmisión; la Dirección de Finanzas, la Subdirección de Ingeniería y Administración de la Construcción, y la Gerencia de Proyectos de Obra Pública Financiada, pertenecientes a la Comisión Federal de Electricidad; las Direcciones de Administración y Finanzas, así como, la de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista del Centro Nacional de Control de Energía; la Secretaría Ejecutiva y la Unidad de Electricidad, adscritas a la Comisión Reguladora de Energía.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 54, Frac. III.

Clasificador por Rubros de Ingresos Publicado en el Diario Oficial de la Federación del 9 de diciembre de 2009, numeral 7, párrafo 72.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.