

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

**ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL
31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014**

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

Estados financieros consolidados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014

Contenido

Anexos

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

ESTADOS FINANCIEROS:

Estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014 A

Estados consolidados de resultados integrales por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014 B

Estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014 C

Estados consolidados de flujos de efectivo por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014 D

Notas a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 E

Informe de los auditores independientes

Al Consejo de Administración de

Comisión Federal de Electricidad Empresa Productiva del Estado

Hemos auditado los estados financieros consolidados adjuntos de Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado (en lo sucesivo “la Empresa”), que comprenden los estados consolidados de posición financiera al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años que terminaron en esas fechas, así como un resumen de las políticas contables significativas y otra información explicativa.

Responsabilidad de la Administración en relación con los estados financieros consolidados

La Administración es responsable de la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados adjuntos de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera, y del control interno que la Administración considere necesario para permitir la preparación de estados financieros consolidados libres de desviación material, debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los estados financieros consolidados adjuntos basada en nuestras auditorías. Hemos llevado a cabo nuestras auditorías de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los estados financieros consolidados están libres de desviación material.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación material en los estados financieros consolidados, debido a fraude o error. Al efectuar dicha evaluación de los riesgos, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación y presentación razonable por parte de la Empresa de los estados financieros consolidados, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Empresa. Una auditoría también incluye la evaluación de lo adecuado de las políticas contables aplicadas y de la razonabilidad de las estimaciones contables realizadas por la Administración, así como la evaluación de la presentación de los estados financieros consolidados en su conjunto.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido en nuestras auditorías proporciona una base suficiente y adecuada para nuestra opinión de auditoría.

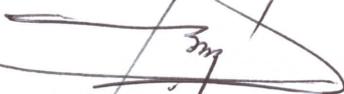
Opinión

En nuestra opinión, los estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos los aspectos materiales, la posición financiera consolidada de Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, así como sus resultados consolidados y sus flujos de efectivo consolidados correspondientes a los ejercicios terminados en dichas fechas, de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera.

Párrafo de énfasis

Sin que ello tenga efectos en nuestra opinión, llamamos la atención sobre las siguientes notas a los estados financieros consolidados:

Como se menciona en la Nota 1 a los estados financieros, el 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, con vigencia a partir del 7 de octubre de 2014 y la cual dispone la transformación de la Comisión Federal de Electricidad en una Empresa Productiva del Estado. En la Nota 27 se señala que el 11 de enero de 2016 se emiten los términos de la estricta separación legal que deberá observar la Empresa para realizar actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios, y para que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de cada una de las unidades en que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

GOSSLER, S.C.

Leobardo Brizuela Arce
Contador Público Certificado

Ciudad de México
Abril 7, 2016

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

Estados consolidados de posición financiera

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO A

	<u>2015</u>	<u>2014</u>		<u>2015</u>	<u>2014</u>
Activo			Pasivo		
Circulante:			Corto Plazo:		
Efectivo y equivalentes de efectivo (Nota 6)	\$ 35,588,358	\$ 36,310,880	Porción circulante de la deuda documentada (Nota 12)	\$ 16,562,500	\$ 14,789,500
			Porción circulante de PIDIREGAS (Nota 13)	19,008,767	16,026,662
Cuentas por cobrar, neto (Nota 7)	86,356,231	81,611,112	Proveedores y contratistas	17,443,697	16,301,377
			Impuestos y derechos por pagar (Nota 14)	2,083,279	4,584,176
Materiales para operación, neto (Nota 8)	15,531,321	21,279,536	Beneficios a los empleados (Nota 17)	29,180,539	28,513,123
Total del activo circulante	137,475,910	139,201,528	Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	28,570,162	24,629,896
			Depósitos de usuarios y contratistas	20,042,429	18,737,992
			Total del pasivo a corto plazo	132,891,373	123,582,726
Préstamos a los trabajadores a largo plazo	10,061,390	9,233,151	Largo Plazo:		
			Productos por realizar (Nota 15)	31,798,151	26,512,187
Plantas, instalaciones y equipos, neto (Nota 9 y 10)	1,085,946,390	998,056,787	Deuda documentada (Nota 12)	166,426,678	139,308,657
			Instrumentos financieros derivados (Nota 11)	34,999,664	14,555,378
Instrumentos financieros derivados (Nota 11)	38,240,319	13,957,858	PIDIREGAS (Nota 13)	189,316,663	177,062,470
			Otros pasivos a largo plazo (Nota 16)	10,150,658	3,843,257
Otros activos	19,708,868	15,498,951	Beneficio a los empleados (Nota 17)	595,903,033	535,539,470
Total del activo	\$ 1,291,432,877	\$ 1,175,948,275	Total del pasivo a largo plazo	1,028,594,847	896,821,419
			Total del pasivo	1,161,486,220	1,020,404,145
			Patrimonio (Nota 18):		
			Movimientos del periodo:		
			Aportaciones del Gobierno Federal	43,405,251	28,402,300
			Aportaciones del Gobierno Federal en especie	95,004,417	-
			Entero de aprovechamiento	(43,400,000)	(31,518,000)
			Saldos acumulados:		
			Patrimonio acumulado	16,090,399	68,105,752
			Otras partidas de utilidad integral	112,758,603	137,385,979
			Pérdida neta del periodo	(93,912,013)	(46,831,901)
			Total del patrimonio	129,946,657	155,544,130
			Total del pasivo y patrimonio	\$ 1,291,432,877	\$ 1,175,948,275

Dr. Enrique Ochoa Reza
 Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
 Director de Finanzas

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Comisión Federal de Electricidad

Empresa Productiva del Estado

Estados consolidados de resultados integrales

Por los periodos de doce meses que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO B

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Ingresos por venta de energía (Nota 26)	\$ 306,864,019	\$ 333,397,051
Costo de explotación	<u>220,403,175</u>	<u>234,037,359</u>
Resultado bruto	86,460,844	99,359,692
Depreciación	45,251,982	41,564,905
Gastos administrativos	7,998,661	8,151,431
Costo estimado actuarial del período por obligaciones laborales	<u>68,564,000</u>	<u>55,090,048</u>
Resultado de operación	(35,353,799)	(5,446,692)
Insuficiencia tarifaria (Nota 21)	60,332,140	86,227,484
Aprovechamiento (Nota 21)	<u>-</u>	<u>58,792,164</u>
Resultado neto de insuficiencia y el aprovechamiento	60,332,140	27,435,320
Cancelación de la insuficiencia tarifaria no cubierta por el aprovechamiento	<u>(60,332,140)</u>	<u>(27,435,320)</u>
	-	-
Costo financiero		
Intereses a cargo, neto	(21,988,252)	(21,123,009)
Pérdida cambiaria, neta	<u>(37,369,112)</u>	<u>(22,802,231)</u>
	(59,357,364)	(43,925,240)
Otros ingresos, neto (Nota 19)	<u>799,150</u>	<u>5,031,612</u>
Resultado antes de impuestos a la utilidad	(93,912,013)	(44,340,320)
Impuestos a la utilidad (Nota 20)	<u>-</u>	<u>(2,491,581)</u>
Pérdida neta del periodo	<u>\$ (93,912,013)</u>	<u>\$ (46,831,901)</u>
Otras partidas de la pérdida integral (Nota 22)		
Cargo al patrimonio por beneficio a los empleados	(24,596,000)	(9,627,144)
Cancelación saldo inicial instrumentos financieros en el patrimonio y otros	-	38,950,186
Revaluación de activos fijos	(2,386,410)	766,720
Efecto de los instrumentos financieros en el patrimonio	<u>2,355,034</u>	<u>(83,228)</u>
Pérdida integral del periodo	<u>\$ (118,539,389)</u>	<u>\$ (16,825,367)</u>

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Empresa Productiva del Estado

Estados consolidados de cambios en el patrimonio

Por los periodos de doce meses que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO C

	Aportaciones del Gobierno Federal	Aportaciones del Gobierno Federal en especie	Patrimonio acumulado	Entero de aprovechamiento	Otras partidas de utilidad integral	Pérdida neta del Período	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2013	<u>\$ 23,126,100</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 113,624,347</u>	<u>\$ (30,600,000.00)</u>	<u>\$ 107,379,445</u>	<u>\$ (37,552,354)</u>	<u>\$ 175,977,538</u>
Movimientos inherentes a las decisiones del Órgano de Gobierno							
Traspaso de saldos del año anterior	(23,126,100)		(45,026,254)	30,600,000		37,552,354	-
Movimientos del periodo:							
Entero de Aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación				(31,518,000)			(31,518,000)
Aportaciones del Gobierno Federal	28,402,300						28,402,300
Transferencia de recursos al CENACE ODP			(492,341)				(492,341)
Pérdida integral del periodo					30,006,534	(46,831,901)	(16,825,367)
Saldos al 31 de diciembre de 2014	<u>\$ 28,402,300</u>	<u>\$ -</u>	<u>\$ 68,105,752</u>	<u>\$ (31,518,000)</u>	<u>\$ 137,385,979</u>	<u>\$ (46,831,901)</u>	<u>\$ 155,544,130</u>
Movimientos inherentes a las decisiones del Órgano de Gobierno							
Traspaso de saldos del año anterior	(28,402,300)		(49,947,601)	31,518,000		46,831,901	-
Movimientos del periodo:							
Entero de Aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación				(43,400,000)			(43,400,000)
Aportaciones del Gobierno Federal	43,405,251						43,405,251
Transferencia de recursos al CENACE DDP			(2,067,752)				(2,067,752)
Aportaciones recibidas		95,004,417					95,004,417
Pérdida integral del periodo					(24,627,376)	(93,912,013)	(118,539,389)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	<u>\$ 43,405,251</u>	<u>\$ 95,004,417</u>	<u>\$ 16,090,399</u>	<u>\$ (43,400,000)</u>	<u>\$ 112,758,603</u>	<u>\$ (93,912,013)</u>	<u>\$ 129,946,657</u>

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

Estados consolidados de flujos de efectivo

Por los periodos de doce meses que terminaron el 31 de diciembre de 2015 y 2014

(Notas 1, 2 y 3)

(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO D

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Actividades de operación		
Pérdida del periodo	\$ (93,912,013)	\$ (46,831,901)
Depreciación en el ejercicio de plantas, instalaciones y equipo	45,251,982	41,564,905
Costo neto del periodo por beneficios a los empleados	68,564,000	55,090,048
Estimaciones y reservas	5,666,805	(765,249)
Intereses a cargo	21,988,252	21,123,010
Pérdida en cambios	<u>37,369,112</u>	<u>22,802,231</u>
Cuentas por cobrar y otras	(4,152,747)	(1,519,092)
Materiales para operación	5,675,998	(1,660,259)
Proveedores y contratistas	1,142,320	750,539
Pago de beneficios a los empleados	(32,128,000)	(28,193,000)
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	<u>20,502,520</u>	<u>15,101,898</u>
Flujo neto de efectivo generado por actividades de operación	75,968,229	77,463,130
Actividades de inversión		
Inversión en plantas, instalaciones y equipo	(39,789,534)	(46,822,499)
Otros activos de largo plazo	<u>(28,489,677)</u>	<u>(4,090,229)</u>
Flujos netos de efectivo utilizados en actividades de inversión	<u>(68,279,211)</u>	<u>(50,912,728)</u>
Actividades de financiamiento		
Contratación de deuda	49,201,000	44,199,605
Financiamientos pagados deuda	(42,443,887)	(45,171,310)
Intereses pagados	(19,656,700)	(24,275,196)
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal	43,405,251	28,402,300
Entero aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación	(43,400,000)	(31,518,000)
Otros pasivos de largo plazo	<u>4,482,796</u>	<u>2,607,529</u>
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	<u>(8,411,540)</u>	<u>(25,755,072)</u>
Incremento neto de efectivo y equivalente de efectivo	(722,522)	795,330
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del año	<u>36,310,880</u>	<u>35,515,550</u>
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	<u><u>\$ 35,588,358</u></u>	<u><u>\$ 36,310,880</u></u>

Dr. Enrique Ochoa Reza
 Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
 Director de Finanzas

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros

1. Constitución, actividades de la Empresa Productiva y eventos relevantes.

• **Constitución y actividades de la Empresa.**

La Comisión Federal de Electricidad (en lo sucesivo “La Empresa” “CFE” o “nosotros”) es una institución mexicana que fue creada como un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal por Decreto del Congreso de la Unión de fecha 14 de agosto de 1937 y publicado el 24 de agosto de ese mismo año en el Diario Oficial de la Federación.

Desde su creación, el objeto de la CFE fue prestar el servicio público de energía eléctrica en México, el cual consiste en generar, transformar, transmitir, distribuir y abastecer de energía eléctrica a la población mexicana.

Posteriormente, el 11 de agosto de 2014 se publica la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la cual entró en vigor el 7 de octubre de 2014 y la cual dispone la transformación de la CFE en Empresa Productiva del Estado.

El objeto de la CFE a partir de que se transforma en una Empresa Productiva del Estado es prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica por cuenta y orden del Estado.

Por lo cual llevaremos a cabo las actividades de generación, transformación, transmisión, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica.

Las tarifas aplicables a la venta de energía eléctrica en la República Mexicana son definidas y autorizadas por el Gobierno Federal, a través de la Subsecretaría de Ingresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

• **Eventos relevantes**

Obligaciones fiscales

Con la promulgación de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, desaparece la figura del aprovechamiento prevista en el artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (abrogada), por lo que la CFE y sus empresas subsidiarias y filiales empezarán a cumplir sus obligaciones fiscales en términos del Título II de la Ley del Impuesto Sobre la Renta, que regula el régimen general de las personas morales.

Centro Nacional de Control de Energía

El 28 de agosto de 2014, se publica en el Diario Oficial de la Federación el Decreto mediante el cual se crea como un Organismo Público Descentralizado de la Administración Pública Federal el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), para tener a su cargo: el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (actividad a cargo de la CFE hasta ese momento), la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no

indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución.

Resultado de la creación del CENACE como una entidad con personalidad jurídica y patrimonio que le son propios, tuvimos que traspasarle los activos que utilizábamos en la realización de algunas de las actividades que ahora son ya facultad del CENACE y demás recursos que dicho centro requiere para el cumplimiento de sus facultades.

La transferencia tuvo un impacto patrimonial de \$ 492,341 en 2014 y de \$ 2,067,752 en 2015.

Concesión de la red pública de telecomunicaciones

En términos de lo señalado en el artículo décimo quinto transitorio del “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de los artículos 6, 7, 27, 28, 73, 78, 94, y 105 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de telecomunicaciones”, publicado el 11 de junio del 2013, en el Diario Oficial de la Federación, cedimos totalmente a Telecomunicaciones de México (TELECOMM) la concesión que nos fue otorgada para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones y se transferirá todos los recursos y equipos necesarios para la operación y explotación de dicha concesión.

La fibra óptica, derechos de vía, torres, postería, edificios e instalaciones quedarán a nuestro cargo, garantizando a TELECOMM el acceso efectivo y compartido a dicha infraestructura para su aprovechamiento eficiente a fin de lograr el adecuado ejercicio de sus funciones y el cumplimiento de sus objetivos. Telecomunicaciones de México tendrá atribuciones y recursos para promover el acceso a servicios de banda ancha, planear, diseñar y ejecutar la construcción y el crecimiento de una robusta red troncal de telecomunicaciones de cobertura nacional.”

En cumplimiento al mandato constitucional, interpusimos el 17 de diciembre de 2014 ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT) la solicitud de autorización para ceder el título de concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones a favor de TELECOMM.

El 24 de septiembre de 2015, mediante comunicado 77/2015 el IFT autorizó los términos de la cesión del título de concesión otorgado a CFE para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones, a favor de TELECOMM.

Con comunicado 3/2016 publicado el 21 de enero de 2016, el IFT otorgó a TELECOMM el Título de Concesión de uso comercial con carácter de red compartida mayorista de servicios de telecomunicaciones. TELECOMM será titular de los derechos y obligaciones inherentes a la Concesión y deberá garantizar la continuidad de los servicios de telecomunicaciones, en los términos y condiciones en ella señalados.

Filiales

El 20 de enero de 2015 se llevó a cabo la constitución de CFE Internacional LLC, (en lo sucesivo la sociedad) en Estados Unidos de América, primera empresa filial internacional

propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) quien posee el control absoluto con una participación del 100 %, la aportación inicial asciende a US \$100,000. La sociedad participará activamente como competidor en el mercado internacional de combustibles a través de diversos mercados, captará clientes y comercializará gas natural, carbón y otros combustibles.

El 11 de agosto de 2015 mediante acta constitutiva no. 29505, ante notario público registrado no. 171, se llevó a cabo la constitución de CFENERGÍA, S.A. de C.V., (en lo sucesivo la sociedad) cuyo régimen jurídico aplicable será la Ley General de Sociedades Mercantiles. La sociedad es empresa filial de CFE quien posee el control absoluto con una participación accionaria del 100 % y tendrá por objeto la importación, exportación, contratación de transporte, almacenamiento, compra y venta de gas natural, carbón y cualquier otro combustible así como la administración de activos y combustibles, dentro del territorio de los Estados Unidos Mexicanos y en el extranjero.

Bienes aportados por el Gobierno Federal

El 7 de octubre de 2015 la Secretaría de la Función Pública por conducto de su órgano desconcentrado, Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) determina concluir el comodato, entregando los bienes relativos con Acta entrega que incluye anexos por los diferentes tipos de bienes a la CFE.

En este mismo acto, la CFE recibe la posición jurídica y física de los bienes objeto del acta en mención, en forma global conforme a los anexos citados; a partir de esa misma fecha, se iniciaron los trámites para la desincorporación legal de estos bienes del régimen de dominio público de la Federación. Estos bienes se han incluido en los Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre de 2015, a un valor de \$95,004,417 miles de pesos, determinado por el SAE y, los cuales sufrirán ajustes conforme su integración a detalle por cada una de las áreas de influencia.

2. Bases de formulación de los Estados Financieros

a) Bases de preparación

Los estados financieros adjuntos se han preparado en apego a las Normas Internacionales de Información Financiera, sus adecuaciones e interpretaciones (NIIF), tal como han sido emitidos por el International Accounting Standard Board (IASB).

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros, los cuales se reconocen a valor razonable y los inmuebles, plantas, instalaciones y equipo que están valuados a su valor asumido a la fecha de transición y revaluados a su valor razonable como sigue:

Durante el ejercicio 2014, los activos fijos que constituyen los inmuebles de la Empresa fueron revaluados calculando su valor razonable mediante la elaboración de avalúos con la metodología paramétrica indicada por el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN).

b) Unidad monetaria de los estados financieros consolidados

Los estados financieros consolidados y sus notas se presentan en pesos mexicanos que es nuestra moneda funcional y de reporte.

c) Estados consolidados de resultados integrales

La CFE elaboró los estados consolidados de resultados integrales, clasificando los costos y gastos por su naturaleza atendiendo a la esencia específica del tipo de costo o gasto de la entidad, conforme lo indica la NIC 1 "Presentación de estados financieros".

3. Resumen de las principales políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por la Empresa, son las siguientes:

a. Bases de consolidación

Nuestros estados financieros incluyen las cuentas de la CFE y de aquellas empresas y fideicomisos sobre los cuales ejercemos control. Las inversiones en asociadas son aquellas en las que tenemos influencia significativa y se reconocen utilizando el método de participación.

La tenencia accionaria en las principales subsidiarias, afiliadas y fideicomisos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es la siguiente:

CFE posee el control absoluto de CFE International LLC. La aportación inicial asciende a \$100,000 usd, con participación accionaria del 100%.

CFE posee el control absoluto de CFENERGIA. La aportación inicial asciende a \$1,000,000, con una participación accionaria del 100%.

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyecto
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Fideicomiso de Administración y Traslato de Dominio 2030	CFE	En primer lugar: los adjudicatarios de los contratos. En segundo lugar: CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Inversión condicionada
Fideicomiso para la Constitución de un Fondo Revolvente de Financiamiento para el Programa de Aislamiento Térmico de la Vivienda en el Valle de Mexicali B.C.	CFE	CFE	BANOBRAS, S. N. C.	Ahorro de energía

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyecto
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Fideicomiso de Gastos Previos	CFE	CFE	BANCOMEX, S. N. C	Inversión directa

b. Bases de conversión de los estados financieros de subsidiarias y asociadas en el extranjero.

Los estados financieros de nuestras subsidiarias ubicadas en el extranjero se convierten de las NIIF a moneda local correspondiente a una moneda funcional y finalmente a nuestra moneda de reporte. Cuando la moneda local es la misma que la moneda funcional, la conversión se hace directamente de la moneda local a la moneda de reporte, de conformidad a las NIIF.

La Empresa realizó la constitución de CFE Internacional LLC, primera empresa filial internacional propiedad de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) quien posee el control absoluto con una participación del 100 %, la aportación inicial asciende a US \$100,000. Así como la constitución de CFENERGÍA, S.A. de C.V., empresa filial de CFE quien posee el control absoluto con una participación accionaria del 100 %

c. Efectivo y equivalentes de efectivo

Se encuentran representados por efectivo, depósitos bancarios e inversiones en instrumentos de alta liquidez, con vencimientos menores a tres meses. Estas inversiones se presentan a su costo de adquisición más intereses devengados, importe que es similar a su valor de mercado.

d. Materiales para operación

Los inventarios de materiales para operación se registran a su costo de adquisición y se valúan por el método de costos promedios, sin exceder a su valor neto de realización y están representados principalmente por materiales utilizados en los mantenimientos de centrales generadoras, para el tendido de líneas de transmisión, distribución y combustibles.

Los inventarios se revisan periódicamente para determinar la existencia de material obsoleto, para evaluar la suficiencia de la estimación para inventarios obsoletos, cuando se presenta el caso, se incrementa la reserva contra los resultados del ejercicio.

e. Plantas, instalaciones y equipo

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

I. Plantas, instalaciones y equipo en operación (infraestructura eléctrica)

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, se reconocen inicialmente a su costo de

adquisición y, posteriormente son revaluados para ajustar su costo a su valor razonable y netos de su depreciación acumulada. Llevamos acabo la revisión periódica de los valores razonables de nuestras plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años evaluamos la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera en forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

Cualquier aumento en la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación se reconoce en los otros resultados integrales como superávit. Una disminución del valor en libros que se originó de la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación, se registra en resultados en la medida que excede el saldo del superávit, si existe alguno.

Los costos por préstamos que se incurren en financiamientos tanto directos como generales en construcciones en proceso con un período mayor a 6 meses son capitalizados como parte del costo del activo.

Durante 2015 y 2014 se capitalizaron costos de financiamiento por un importe de \$5,965,953 y \$1,774,575 respectivamente.

Además del precio de compra y los costos directamente atribuibles al proceso de preparar el activo, en términos de ubicación física y condición para que pueda operar en la forma prevista por nuestros técnicos; el costo también incluye los costos estimados por desmantelamiento y remoción del activo, así como para la restauración del lugar donde se ubican dichos activos.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación se calcula sobre el valor razonable o costo de adquisición según sea el caso, utilizando el método de línea recta con base en la vida útil estimada de los activos, a partir del mes siguiente en que se encuentran disponibles para su uso. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit por revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

Las tasas de depreciación acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE son las siguientes:

	Tasa anual %
Centrales generadoras-geotérmicas	Del 2.00 al 3.70
Centrales generadoras-vapor	Del 1.33 al 2.86
Centrales generadoras-hidroeléctricas	Del 1.25 al 2.50
Centrales generadoras-combustión interna	Del 1.33 al 3.03
Centrales generadoras-turbo gas y ciclo combinado	Del 1.33 al 3.03
Central generadora-nuclear	Del 2.50
Subestaciones	Del 1.33 al 2.56
Líneas de transmisión	Del 1.33 al 2.86
Redes de distribución	Del 1.67 al 3.33

II. Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

Periódicamente evaluamos las vidas útiles, métodos de depreciación y valores residuales de nuestras plantas, instalaciones y equipo. En aquellos casos en que existan modificaciones a las estimaciones utilizadas, los efectos se reconocen de manera prospectiva.

Cuando las partidas de plantas, instalaciones y equipo se integran de diversos componentes, y éstos tienen vidas útiles distintas, los componentes individuales significativos se deprecian durante sus vidas útiles estimadas. Los costos y gastos de mantenimiento y reparación menores se reconocen en los resultados conforme se incurren.

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las siguientes tasas:

	<u>Tasa anual %</u>
Edificios	5
Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	25
Equipo de transporte	25
Otros bienes muebles	10

Los terrenos no son sujetos de depreciación.

Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor neto en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

El valor de las plantas, instalaciones y equipo se revisa anualmente por indicios de deterioro en el valor de dichos activos. En los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, no se reconocieron pérdidas por deterioro.

Inversión condicionada

A partir del año 2000 y con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), se dio acceso a productores independientes de generación de energía, los cuales sólo pueden vender la energía que producen a CFE. La Empresa evaluó que 23 de los contratos existentes con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta generadora de energía de acuerdo con la INIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 Arrendamientos, por lo que se registra en una cuenta de activo fijo denominada Productores Independientes, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

f. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos de forma separada se reconocen a su costo de adquisición y estimamos la vida útil de cada intangible. En aquellos casos en los que no haya una vida útil definida, los clasificamos como activos intangibles de vida indefinida. En el caso de intangibles de vida finita, procedemos a la amortización de su valor durante su vida útil estimada.

La amortización se reconoce con base en el método de línea recta sobre su vida útil estimada. La vida útil estimada, valor residual y método de amortización se revisan al final de cada año y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

g. Activos y pasivos financieros

Los activos y pasivos financieros son registrados inicialmente a su valor razonable, más los costos de transacción que son directamente atribuibles a su adquisición o emisión de un activo o pasivo financiero (distinto de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable a través de utilidades o pérdidas). Los costos de transacción directamente atribuibles a la adquisición de un activo o pasivo financiero a valor razonable con cambios en pérdidas o ganancias se reconocen inmediatamente en los resultados.

Activos financieros

Los activos financieros se clasifican inicialmente en alguna de las siguientes categorías: activos financieros a valor razonable, activos y pasivos financieros mantenidos al vencimiento, activos y pasivos financieros disponibles para su venta, préstamos y cuentas por cobrar o instrumentos financieros derivados de cobertura. La clasificación depende de la naturaleza y propósito del activo financiero y se determina al momento de su reconocimiento inicial.

Préstamos y cuentas por cobrar

Las cuentas por cobrar y préstamos son instrumentos financieros no derivados, con pagos fijos o determinables que no se cotizan en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar con términos de crédito superiores a un año (incluyendo las cuentas por cobrar, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar) se valúan a costo amortizado usando el método de interés efectivo, y se sujetan a pruebas de deterioro. Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa efectiva de interés, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el reconocimiento de intereses sería inmaterial.

Las partidas por cobrar se componen principalmente de consumidores público, consumidores gobierno, deudores diversos, energía en proceso de facturación y los préstamos a los trabajadores.

- Activos financieros a valor razonable a través de resultados

Los activos financieros cuyos cambios en su valor razonable se reconocen en resultados, incluyen activos financieros mantenidos para negociar. Los instrumentos financieros

derivados, incluyendo los derivados implícitos que califican para ser reconocidos por separado, se clasifican como mantenidos para negociar, a menos de que se designen como instrumentos de cobertura. Los activos financieros cuyos cambios en su valor razonable se reconocen en los resultados, se reconocen y presentan en el estado de situación financiera a su valor razonable y los cambios en su valor razonable se incluyen en resultados dentro de los costos e ingresos por intereses.

- Activos financieros conservados al vencimiento

Este tipo de inversiones son aquellas en las cuales tenemos la intención y capacidad de conservar su tenencia hasta su vencimiento, los reconocemos a su costo de adquisición incluyendo los gastos para su compra, primas y descuentos; los cuales se amortizan durante el plazo de la inversión con base en su saldo insoluto, neto de cualquier deterioro. Los intereses y dividendos generados por estas inversiones se incluyen en los intereses a cargo, netos en el estado de resultados.

- Instrumentos financieros disponibles para su venta

Las inversiones en este tipo de instrumentos se reconocen a su valor razonable y las ganancias o pérdidas no realizadas se reconocen dentro de las "otras partidas de utilidad integral", netas del impuesto a la utilidad. Los intereses y dividendos generados por estos instrumentos se incluyen en el renglón de intereses a cargo neto. Los valores razonables de estas inversiones se toman de su valor de mercado. Los efectos cambiarios de los valores disponibles para su venta se reconocen en el estado de resultados integrales en el período en el que se originan.

- Bajas de activos financieros

Un activo financiero, o en su caso, una parte de un activo financiero o una parte de un grupo de activos financieros similares, se da de baja cuando los derechos para recibir flujos de efectivo del activo han vencido, o los hemos transferido o hemos asumido una obligación para pagar los flujos de efectivo recibidos; sin demora material, a un tercero en virtud de un acuerdo de transferencia; y hemos transferido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, o bien hemos transferido el control del activo a pesar de haber retenido sustancialmente todos los riesgos y beneficios del mismo.

Cuando no transferimos ni retenemos sustancialmente todos los riesgos y beneficios del activo, ni retenemos el control del activo transferido, continuamos reconociendo el activo transferido en la medida del involucramiento continuo que mantenemos y reconocemos el pasivo asociado. El activo y pasivo correspondiente se miden sobre la base que mejor refleje los derechos y obligaciones que hemos contratado.

Deterioro de activos financieros

Al cierre de cada período que se informa, evaluamos si existe alguna evidencia objetiva de que el valor de un activo financiero o de un grupo de activos financieros ha sufrido algún deterioro. Un activo financiero o un grupo de activos financieros se consideran deteriorados en su valor cuando existe evidencia objetiva de que, como resultado de uno o más eventos ocurridos después de su reconocimiento inicial, los flujos futuros estimados de la inversión han sido afectados de manera adversa.

En el caso de activos financieros que han sido reconocidos a su costo amortizado, primero evaluamos si existe evidencia objetiva del deterioro en su valor, de manera individual para aquellos activos que son significativos por sí mismos, o de manera colectiva para aquellos que no son individualmente importantes. Cuando no hay tal evidencia en el caso de activos evaluados de manera individual, independientemente de su importancia, incluimos a ese activo en un grupo de activos con características de riesgo similares, y procedemos a hacer una evaluación colectiva para determinar si su valor ha sufrido algún deterioro. En aquellos casos en los que determinamos que algún activo en lo individual ha sufrido deterioro, procedemos al reconocimiento de la pérdida en su valor, y ya no incluimos a dicho activo en las pruebas colectivas.

Pasivos financieros

Los pasivos financieros se clasifican a valor razonable con cambios en resultados, o pasivos financieros medidos a su costo amortizado, usando el método de interés efectivo.

Los pasivos financieros de la empresa incluyen las cuentas por pagar a proveedores y contratistas, otras cuentas por pagar y pasivos acumulados, préstamos, productos por realizar e instrumentos financieros derivados. Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable; la deuda a corto y largo plazo y las demás cuentas por pagar se reconocen como pasivos financieros medidos a su costo amortizado.

Todos los pasivos se reconocen inicialmente a su valor razonable y, en el caso de la deuda y préstamos y cuentas por pagar, netos de los costos de transacción directamente atribuibles.

La valuación posterior de nuestros pasivos financieros, se basa en la siguiente clasificación:

- Pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados

Los pasivos financieros que se reconocen a su valor razonable y cuyos cambios en valor se reflejan en los resultados incluyen a los pasivos financieros mantenidos para negociar y los pasivos financieros designados al momento de su reconocimiento inicial como pasivos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados.

Los pasivos financieros se clasifican como mantenidos para negociar si los contratamos con el propósito de negociarlos en un futuro cercano, en esta categoría incluimos a los instrumentos financieros derivados que adquirimos y que no designamos como instrumentos derivados de cobertura. En el caso de los derivados implícitos también los clasificamos como mantenidos para negociar, salvo que los hayamos designado como instrumentos derivados de cobertura.

Las ganancias o pérdidas por pasivos financieros mantenidos para negociar, se reconocen en el estado de resultados integral.

- Deuda y préstamos

Después de su reconocimiento inicial, la deuda y préstamos que devengan intereses se miden posteriormente a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. Las ganancias y pérdidas se reconocen en el estado de resultados integral cuando los pasivos se dan de baja, así como también a través del proceso de amortización al aplicar el método de la tasa de interés efectiva.

El costo amortizado se calcula tomando en cuenta cualquier descuento o prima en la emisión o adquisición, y las comisiones y demás costos directamente atribuibles y que forman parte integrante de la tasa de interés efectiva. La amortización de dicha tasa se reconoce como costo financiero en el estado de resultados integral.

- Bajas de pasivos financieros

Un pasivo financiero se da de baja cuando la obligación derivada del pasivo ha sido pagada, cancelada o haya expirado.

Cuando un pasivo financiero es reemplazado por otro del mismo acreedor en términos sustancialmente diferentes, o cuando los términos del pasivo existente se modifican sustancialmente, dicho reemplazo o modificación la reflejamos dando de baja el pasivo original y reconociendo un nuevo pasivo. La diferencia entre los valores de dichos pasivos la reflejamos en nuestro estado de resultados integral.

Compensación

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto es presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, la Empresa cuenta con un derecho legalmente exigible para compensar los montos reconocidos, y existe la intención de liquidarlos sobre una base neta, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

Valor razonable de los instrumentos financieros

A cada fecha de presentación de información, el valor razonable de los instrumentos financieros que se negocian en los mercados activos se determina considerando los precios cotizados en el mercado, o a los precios cotizados por los corredores, sin deducción alguna de los costos de transacción.

Para los instrumentos financieros que no se negocian en un mercado activo, el valor razonable se determina utilizando las técnicas de valuación adecuadas. Dichas técnicas pueden incluir el uso de transacciones de mercado bajo el principio de plena competencia; referenciadas al valor razonable actual de otro instrumento financiero que sea similar; análisis de los flujos de efectivo descontados u otros modelos de valuación.

h. Instrumentos Financieros Derivados

Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable en los estados de situación financiera. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados

contratados se determina mediante técnicas de valuación comúnmente aceptados. Acorde con la estrategia de riesgos celebramos contratos de instrumentos financieros derivados para mitigar la exposición cambiaria y de tasas de interés, a través de la contratación de swaps de tasas de interés, cross-currency swaps y forwards de moneda extranjera.

Las políticas incluyen la documentación formal de todas las transacciones entre los instrumentos de cobertura y las posiciones cubiertas, los objetivos de la administración de riesgos y las estrategias para celebrar las transacciones de cobertura.

La efectividad de los instrumentos financieros derivados designados como de cobertura se realiza antes de su designación, así como durante el período de la misma, la cual se lleva a cabo al menos trimestralmente. Cuando la cobertura no es altamente efectiva, la cobertura deja de serlo, dejamos de aplicar el tratamiento contable de cobertura respecto de los instrumentos financieros derivados efectuados de manera prospectiva.

La porción efectiva de los cambios en el valor razonable de los instrumentos financieros derivados designados como coberturas de flujos de efectivo, se reconoce en el patrimonio en el rubro de otras partidas de resultados integrales, mientras que la porción inefectiva se reconoce en resultados. La porción efectiva reconocida en el patrimonio se recicla a resultados en el momento en el cual la partida cubierta afecta nuestros resultados y se presentan en el mismo rubro de dicho estado en donde presentamos la posición primaria correspondiente.

Las políticas de cobertura establecen que aquellos instrumentos financieros derivados que no califican para ser tratados como coberturas, se clasifican como instrumentos mantenidos para fines de negociación, por lo que los cambios en su valor razonable se reconocen inmediatamente en resultados.

Derivado de la naturaleza propia de las operaciones, estamos expuestos a los siguientes riesgos:

- Riesgo de tasas de interés

Una parte importante de nuestra deuda devenga intereses a tasas variables, las cuales se calculan en referencia a la tasa TIIE en el caso de la deuda denominada en pesos. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 hemos cubierto \$5,129 y \$6,794 millones de pesos de nuestra deuda denominada en pesos y que devenga tasas de interés variables.

- Riesgo de fluctuaciones cambiarias

Una porción importante de la deuda está denominado en monedas extranjera, principalmente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica, mientras que la mayor parte de nuestros activos e ingresos están denominados en pesos. Como resultado de lo anterior, estamos expuestos al riesgo de la devaluación del peso frente al dólar. Como parte de nuestra política de administración de riesgos hemos contratado cross-currency swaps para reducir el impacto de la fluctuación cambiaria. El efecto de este instrumento consiste reemplazar la obligación de pagar tasas de interés fija en dólares por una obligación de pagar una tasa fija en pesos.. Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 manteníamos cross-currency swaps como cobertura de nuestra deuda en moneda

extranjera por \$33,324 y \$10,737 millones de pesos respectivamente como cobertura de nuestra deuda en moneda extranjera.

De igual forma se contrató un instrumento financiero derivado en el 2012 para cubrir el riesgo de tipo de cambio de nuestra deuda por \$ 32,000 millones de yenes. Para cubrir los riesgos cambiarios de nuestra deuda en yenes, celebramos una serie de forwards cambiarios bajo el cual adquirimos yenes japoneses con base en un tipo de cambio fijo de dólares norteamericanos. También adquirimos una opción "call" para la compra de yenes japoneses al final de la transacción. El valor de mercado de esta transacción al 31 de diciembre de 2015 y 2014 es \$58,158,241 y \$64,556,200 dólares norteamericanos respectivamente.

- Riesgo de precios de commodities

Como parte de nuestro proceso de generación, consumimos commodities como el gas natural y por lo tanto estamos expuestos al impacto de incrementos potenciales a los precios de dichos commodities. Durante los años terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, no celebramos contrato alguno para mitigar este tipo de riesgos.

- Riesgo crediticio

También estamos expuestos a los riesgos que nuestras contrapartes (clientes, instituciones financieras) no cumplan con las obligaciones financieras hacia nuestra empresa.

i. Beneficios a los empleados

Como parte de las prestaciones laborales a nuestros empleados les otorgamos varios beneficios, los cuales para efectos de los estados financieros hemos clasificado como beneficios directos a los empleados y beneficios por pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación.

Beneficios directos a los empleados.

Se valúan en proporción a los servicios prestados, considerando los sueldos actuales y se reconoce el pasivo conforme se devengan. Incluye principalmente incentivos a la productividad, vacaciones, prima vacacional, bonos y reconocimiento de antigüedad de trabajadores temporales, eventuales y permanentes.

Beneficios a los empleados por pensiones y otros.

Tenemos la política de otorgar pensiones al retiro, que cubren a nuestro personal. Tenemos pensiones por beneficios definidos, las cuales se otorgaron a nuestro personal que haya iniciado su relación laboral hasta el 18 de agosto de 2008 y un plan de pensiones de contribución definida para nuestros trabajadores cuya relación laboral haya iniciado del 19 de agosto de 2008 en adelante.

Adicionalmente existen planes de pensiones de contribución definida establecidos por el Gobierno Federal y por los cuales debemos efectuar aportaciones a nombre de los trabajadores.

Estos planes de contribución definida se calculan aplicando los porcentajes indicados en las regulaciones correspondientes sobre el monto de sueldos y salarios elegibles, y se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por nuestros trabajadores, y al Instituto Mexicano del Seguro Social.

De acuerdo con la Ley Federal del Trabajo, tenemos la obligación de cubrir prima de antigüedad, así como de hacer ciertos pagos al personal que deje de prestar sus servicios bajo ciertas circunstancias.

Los costos de pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación se reconocen con base a cálculos efectuados por actuarios independientes, mediante el método de crédito unitario proyectado, utilizando hipótesis financieras nominales.

Los costos de las pensiones por contribución definida se reconocen en nuestros resultados conforme se incurren.

j. Impuestos

- Impuesto a la utilidad

El impuesto a la utilidad causado en el año se presenta como pasivo a corto plazo neto de cualquier anticipo efectuado durante el año.

El impuesto a la utilidad diferido se determina utilizando el método de activos y pasivos, con base en las diferencias temporales entre los importes en los estados financieros de nuestros activos y pasivos y sus correspondientes valores fiscales a la fecha del estado de situación financiera.

En la determinación de los montos de los impuestos diferidos utilizamos las tasas fiscales que estarán vigentes en el ejercicio en el cual estimamos se materializará el activo o se liquiden los pasivos, basado en la legislación fiscal, y aplicando las tasas fiscales que estén aprobadas o cuya aprobación este por completarse a la fecha del estado de situación financiera.

El valor neto en libros de los activos por impuestos diferidos lo revisamos en cada fecha en la que presentamos nuestra información, y lo reducimos en la medida en la cual no sea probable que se obtengan utilidades fiscales futuras suficientes para permitir la materialización de todos o de una parte de los impuestos diferidos activos. Los impuestos diferidos activos que no se hayan reconocido son evaluados en cada fecha en la que presentamos nuestra información financiera, y los reconocemos en la medida en que sea probable que determinemos utilidades fiscales futuras suficientes que permitan su materialización.

Los impuestos diferidos relacionados con partidas que reconocemos fuera del resultado neto, son reconocidos fuera del mismo. Las partidas por impuestos diferidos atribuibles a otras partidas de utilidad integral, forman parte de dichas partidas.

- Impuestos sobre ventas

Los ingresos de nuestras actividades, los costos, gastos y los activos los reconocemos excluyendo el importe de cualquier impuesto sobre ventas, excepto cuando:

- (i) El impuesto sobre ventas pagado en la adquisición de algún activo o por la prestación de un servicio no sea recuperable, en cuyo caso dicho impuesto forma parte del valor del activo o del gasto, según corresponda.
- (ii) Las cuentas por cobrar y por pagar, que se presentan en nuestro estado de situación financiera incluyan dicho impuesto.

El importe neto del impuesto sobre ventas que esperamos recuperar de o pagar a la autoridad fiscal, se presente como una cuenta por cobrar o por pagar en el estado de situación financiera, según corresponda, a menos que el cobro o pago se de en un período mayor a un año, en cuyo caso se presenta en el largo plazo.

k. Información por segmentos

Nuestra información por segmentos se presenta en el formato que utilizamos para evaluar cada actividad.

l. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen en el periodo en el que se prestan los servicios de venta de energía eléctrica a los clientes, consecuentemente, la energía ya entregada que se encuentra en proceso de facturación, se considera ingreso del año y su monto se estima con base en la facturación real del bimestre inmediato anterior.

m. Operaciones en moneda extranjera

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente a la fecha de su celebración. Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se valúan en moneda nacional al tipo de cambio vigente a la fecha de los estados financieros consolidados. Las fluctuaciones cambiarias entre la fecha de su celebración y la de su cobro o pago se reconocen en los resultados como parte del costo financiero.

n. Transacciones con el Gobierno Federal, Gobiernos Estatales y Municipales

Las principales transacciones que se realizan con el Gobierno Federal, Gobiernos Estatales y Municipales y su tratamiento contable, son como sigue:

Con el Gobierno Federal:

Aprovechamiento

- 1) Por los bienes aportados a CFE para su explotación

Para 2015 se abroga la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, por la que CFE estuvo obligada en 2014 al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utilizó para prestar el servicio público de energía eléctrica. El aprovechamiento se determinaba anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales en cada ejercicio.

Para el año terminado el 31 de diciembre de 2014, se utilizó la tasa del 9%, ratificada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), dicha tasa se aplicaba al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se cargaba a los resultados del ejercicio.

El aprovechamiento representó un decremento en beneficios económicos para CFE por un pago al Gobierno Federal, por lo que se registró como un gasto de operación. Este aprovechamiento es compensado contra la insuficiencia tarifaria determinada para complementar tarifas deficitarias (ingresos).

El Reglamento de la LSPEE precisa el concepto de “activo fijo neto en operación”, como sigue:

Para los efectos del artículo 46 de la Ley, se entenderá como activo fijo neto en operación, el activo fijo en operación disminuido de:

- I. La depreciación acumulada;
- II. La deuda pendiente de amortizar directamente relacionada con tales activos y,
- III. Las aportaciones de los solicitantes.

2) Por el patrimonio invertido

La Ley de Ingresos de la Federación contempla que la SHCP puede fijar un aprovechamiento por el patrimonio invertido que, en su caso, debe ser enterado al erario federal, el cual es registrado como una disminución en el patrimonio. El Ejecutivo de igual forma puede determinar anualmente su reinversión en las entidades como aportación patrimonial.

3) Insuficiencia tarifaria para complementar tarifas deficitarias

Correspondió a los recursos que el Gobierno Federal otorgó a los usuarios del servicio eléctrico a través de CFE, mediante diversas tarifas deficitarias en venta de energía.

Hasta el 31 de diciembre de 2014 de acuerdo con el artículo 46 de la LSPEE, el aprovechamiento mencionado puede ser compensado contra la insuficiencia tarifaria.

La insuficiencia tarifaria compensable contra el aprovechamiento representaba un incremento en beneficios económicos para CFE, por lo que se registraba como un ingreso, el excedente no recuperable de la insuficiencia tarifaria se reconocía y se cancelaba en los estados financieros consolidados de la Empresa. Durante el 2015 desaparece el concepto de aprovechamiento y se muestra únicamente la insuficiencia tarifaria. La insuficiencia tarifaria se presenta neta de superavit y transferencias.

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

Aportaciones. Las aportaciones recibidas de los Gobiernos Estatales y Municipales para electrificar poblados rurales y colonias populares, para ampliaciones a la red de distribución y aportaciones de otra naturaleza, se registran como un producto por realizar, el cual se realizará de acuerdo con la vida útil del activo que financian dichas aportaciones.

o. Cuentas por pagar, pasivos acumulados y provisiones

Los pasivos por provisiones se reconocen cuando existe una obligación presente, ya sea legal o asumida y que tuvo su origen en un evento pasado, es probable que se requiera de la salida de recursos económicos para liquidar dicha obligación, y éste pueda ser estimado de manera razonable.

En aquellos casos en los que el efecto del valor del dinero por el paso del tiempo es importante, el monto de la provisión se descuenta a su valor presente, tomando como base los desembolsos que estimamos serán necesarios para liquidar la obligación de que se trate. La tasa de descuento es antes de impuesto y refleja las condiciones de mercado a la fecha de nuestro estado de situación financiera y, en su caso, el riesgo específico del pasivo correspondiente. En este caso el incremento a la provisión se reconoce como un costo financiero.

En el caso de pasivos contingentes solo reconocemos la provisión correspondiente cuando es probable la salida de recursos para su extinción.

p. Juicios contables críticos y fuentes clave para la estimación de incertidumbres

En la preparación de los estados financieros realizamos estimaciones respecto a diversos conceptos, algunos de estos conceptos son altamente inciertos y las estimaciones involucran opiniones a las que se llega con base en la información que tenemos disponible. En los siguientes párrafos, mencionamos varios asuntos, que hemos identificado, que podrían afectar de manera importante nuestros estados financieros si se llegaran a utilizar estimaciones diferentes a las que razonablemente podríamos haber utilizado, o si en el futuro cambiamos nuestras estimaciones como consecuencia a cambios que probablemente puedan suceder.

Nuestro análisis abarca sólo aquellas estimaciones que consideramos de mayor importancia, tomando en cuenta el grado de incertidumbre y la probabilidad de un impacto relevante si se llegará a utilizar una estimación diferente. Existen muchas otras áreas en las que hacemos estimaciones que conllevan asuntos que son inciertos, pero en los cuales consideramos que el efecto de cambiar nuestra estimación no impactaría de manera importante nuestros estados financieros.

- Valor razonable de activos y pasivos

Tenemos activos y pasivos financieros sustanciales que reconocemos a su valor razonable, que es una estimación del monto al cual dichos activos y pasivos podrían intercambiarse en una transacción actual entre partes dispuestas a realizarla. Las

metodologías e hipótesis que usamos para estimar el valor razonable varían acorde al instrumento financiero como sigue:

- a) Reconocemos el efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y cuentas por pagar comerciales, además de otros pasivos a la fecha del estado de situación financiera a su valor nominal.
- b) Reconocemos los instrumentos que cotizan en los mercados a los precios en dichos mercados a la fecha del estado de situación financiera.
- c) Los instrumentos financieros que no cotizan en algún mercado, como lo son los créditos bancarios y obligaciones por arrendamientos financieros, se reconocen descontando los flujos futuros de efectivo utilizando tasas de interés para instrumentos similares.
- d) Aplicamos diversas técnicas de valuación, tales como efectuar cálculos de valor presente para los instrumentos financieros derivados.

El uso de metodologías diferentes, o bien, la utilización de hipótesis distintas para calcular el valor razonable de nuestros activos y pasivos financieros, podría impactar de manera importante nuestros resultados financieros, tal como los hemos reportado.

- Vida útil de nuestras plantas, instalaciones y equipo

Depreciamos nuestras plantas, instalaciones y equipos en operación considerando una vida útil estimada.

En la determinación de la vida útil, consideramos las condiciones particulares de operación y mantenimiento de cada uno de nuestros activos, así como la experiencia histórica con cada tipo de activo, los cambios en tecnologías y diversos factores, incluyendo las prácticas de otras empresas de energía. Anualmente revisamos las vidas útiles de nuestros activos con la finalidad de determinar si es necesario modificarla. La vida útil pudiera modificarse por cambios en el número de años en el que utilizaremos los activos, o bien por cambios en la tecnología o en el mercado u otros factores. Si llegamos a acortar la vida útil de nuestros activos, tendríamos un mayor gasto por concepto de depreciación.

- Deterioro del valor de nuestros activos de larga duración

Nuestras plantas, instalaciones y equipos representan una porción importante del total de nuestros activos. Las Normas Internacionales de Información Financiera establecen el requerimiento de determinar la pérdida de valor de los activos de larga duración cuando las circunstancias indiquen que haya un detrimento potencial en el valor de este tipo de activos.

- Impuestos diferidos

Estamos obligados al cálculo del impuesto sobre la renta del ejercicio, así como a la determinación de las diferencias temporales que provengan de las diferencias en el tratamiento para fines tributarios y financieros, de ciertos puntos, como lo son la depreciación, pérdidas fiscales y otros créditos fiscales.

Esos puntos generan impuestos diferidos activos y pasivos, los cuales incluimos en nuestro estado de situación financiera. Como parte de nuestro proceso de proyección de impuestos, evaluamos el ejercicio fiscal respecto de la materialización de nuestros activos y pasivos por impuestos diferidos, y si tendremos utilidades gravables en esos períodos para sustentar el reconocimiento de los impuestos diferidos activos. Esto conlleva el juicio de nuestra administración lo cual impacta las provisiones del impuesto sobre la renta a pagar y los montos de los impuestos diferidos activos y pasivos. Si nuestras estimaciones difieren de los resultados que finalmente se obtengan, o si ajustamos las estimaciones en el futuro, nuestros resultados y nuestra posición financiera podrían verse afectados de manera importante.

Reconocemos los impuestos diferidos activos considerando el monto que creemos es más probable de materializarse. En esta estimación, tomamos en cuenta las utilidades gravables de los años siguientes con base en nuestras proyecciones, así como los beneficios de nuestras estrategias para el pago de impuestos.

Si nuestras estimaciones de utilidades futuras y los beneficios esperados de nuestras estrategias fiscales se ven disminuidas o surgieran cambios en la legislación fiscal que impongan restricciones en cuanto a la oportunidad o el alcance que tenemos para utilizar en el futuro los beneficios fiscales de las pérdidas fiscales, tendríamos que disminuir el monto de los impuestos diferidos activos, incrementando con ello el gasto por impuestos a la utilidad.

- Provisiones

Las provisiones las reconocemos cuando tenemos una obligación presente, que resulta de eventos pasados y cuya liquidación requiere la salida de recursos que podemos medir de manera confiable, y la cual estimamos probable. El monto de provisiones que hemos reconocido, es la mejor estimación que ha hecho nuestra administración respecto del gasto que requeriremos para cumplir con las obligaciones, tomando en cuenta toda la información disponible a la fecha de los estados financieros, la cual incluye la opinión de expertos externos como consejeros legales o consultores. Las provisiones se ajustan para reconocer los cambios en las circunstancias de los asuntos actuales, y por el surgimiento de nuevas obligaciones.

En aquellos casos en los que no podemos cuantificar la obligación de manera confiable, no reconocemos ninguna provisión, sin embargo, nuestras notas a los estados financieros incluyen la información relativa .

Los montos que hemos reconocido pueden ser diferentes a los gastos que finalmente erogamos dadas las incertidumbres inherentes a los mismos.

- Obligaciones laborales

Los montos que hemos reconocido como pasivos en el estado de situación financiera y los gastos en el estado de resultados, relacionados con las primas de jubilación después del retiro, planes de pensiones y otras prestaciones laborales, se determinaron sobre una base actuarial, que involucra muchas hipótesis y cálculos para los beneficios post-retiro y por despido. Las áreas donde tienen mayor impacto las estimaciones son las siguientes:

- a) La tasa de incremento de los salarios, que se calcula habrá en los años siguientes;
- b) Las tasas de descuento utilizadas para calcular el valor presente de nuestras obligaciones futuras;
- c) La tasa de inflación esperada; y
- d) La tasa de retorno de los activos del plan de pensiones

Dichas estimaciones se determinan por nuestros expertos independientes, quienes elaboran nuestro estudio actuarial usando el método denominado crédito unitario proyectado.

- Estimación para cuentas de cobro dudoso

Hemos creado una estimación para cuentas cuyo cobro estimamos poco probable, igual al monto de la pérdidas estimadas que resultan de la falta de pago de nuestros clientes. En la realización de las estimaciones, tomamos en cuenta las condiciones individuales de cada uno de los sectores en los que se divide nuestra cartera. De manera muy particular, consideramos el número de días transcurridos desde el vencimiento de las facturas y las negociaciones que hayamos celebrado con nuestros clientes para lograr la recuperación de nuestra cartera. El monto de la pérdida por la falta de cobro de nuestra cartera, puede diferir entre el monto real y el que hemos estimado.

Reclasificaciones

Algunas de las cifras de los Estados Financieros de 2014 han sido reclasificadas para comparar su presentación con la utilizada en 2015. Los efectos de estas reclasificaciones se aplicaron retrospectivamente a la información financiera al 31 de diciembre de 2014 adjunta, de acuerdo con la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros".

4. Arrendamientos

Consideramos que los contratos que celebramos contienen un arrendamiento, si el cumplimiento del contrato recae en el uso de un activo, y si el acuerdo en esencia nos da el derecho de uso del activo.

Cuando concluimos que los contratos son en su naturaleza de arrendamiento, debemos clasificarlos en:

- a) Arrendamientos operativos

Son aquellos en los que el arrendador conserva una parte significativa de los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del activo que estamos arrendando. Los pagos que efectuamos bajo este tipo de contratos los reconocemos en nuestros resultados de forma lineal a lo largo del término del contrato respectivo.

- b) Arrendamientos financieros

Son aquellos en los que se nos transfieren los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad del bien. En estos casos reconocemos un activo al inicio del contrato de

arrendamiento, y reconocemos el pasivo correspondiente al valor menor entre su valor razonable o el valor presente de las rentas pactadas. Las rentas pagadas reducen de manera proporcional la deuda por arrendamiento y el costo financiero atribuible a dicho pasivo, con lo cual se obtiene una tasa de interés constante.

Los costos financieros se reconocen en resultados durante el término del contrato respectivo.

5. Instrumentos Financieros y Derivados

a. Valores razonables

A continuación se incluyen los importes en libros y valores razonables de los instrumentos financieros reconocidos en nuestros estados financieros:

	31/12/2015	31/12/2014
Activos financieros:		
Efectivo e inversiones temporales	\$ 35,588,358	\$ 36,310,880
Cuentas y documentos por cobrar a consumidores y otros deudores	86,356,231	81,611,112
Préstamos a trabajadores a largo plazo	10,061,390	9,233,151
Instrumentos financieros derivados	38,240,319	13,957,858
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deuda documentada	\$ 182,989,178	\$ 154,098,157
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	208,325,430	193,089,132
Proveedores y contratistas	17,443,697	16,301,377
Depósitos de usuarios y contratistas	20,042,429	18,737,992

b. Objetivos de la administración del riesgo financiero

Parte de las funciones de la Dirección de Finanzas de la Empresa es implementar las estrategias y coordinar el acceso a los mercados financieros nacionales e internacionales, supervisa y administra los riesgos financieros relacionados con las operaciones de la Empresa a través de los informes internos de riesgo y el entorno del mercado, los cuales analizan las exposiciones por grado y la magnitud de los riesgos. Estos riesgos incluyen el riesgo de mercado (incluyendo el riesgo cambiario y el riesgo en las tasas de interés), riesgo de crédito y de liquidez.

La Empresa busca atemperar los efectos de los riesgos de parte de la deuda utilizando instrumentos financieros derivados para cubrirla.

La función de Tesorería se rige por la política de la SHCP del manejo de las disponibilidades de efectivo, en la que las inversiones que se realizan no son de largo plazo y se efectúan en instrumentos de bajo riesgo, esto se informa mensualmente al comité de inversiones de la Tesorería.

c. Administración del riesgo de crédito

El riesgo de crédito, es el riesgo de que una de las partes de un instrumento financiero cause una pérdida financiera a la otra parte por incumplir una obligación. La Empresa está sujeto al riesgo de crédito principalmente por los instrumentos financieros referidos a efectivo e inversiones temporales, préstamos y cuentas por cobrar e instrumentos

financieros derivados con el fin de minimizar el riesgo de crédito en los rubros de efectivo, inversiones temporales e instrumentos financieros derivados, la Empresa únicamente se involucra con partes solventes y de reconocida reputación y alta calidad crediticia. Adicionalmente obtiene suficientes garantías, cuando es apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.

Con el fin de administrar el riesgo de crédito, en el caso de los préstamos y cuentas por cobrar con consumidores, la Empresa considera que el riesgo es limitado. La Empresa provisiona una estimación de cuentas incobrables bajo el modelo de pérdidas incurridas.

El análisis de la antigüedad de las cuentas y documentos por cobrar a consumidores, sobre los que no se ha considerado necesario realizar estimación alguna al 31 de diciembre de 2015 y 2014.

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Menos de 90 días	\$ 3,062,960	\$ 3,263,430
De 90 a 180 días	3,807,923	4,115,040
Más de 180 días	<u>36,448,882</u>	<u>37,593,197</u>
	<u>\$ 43,319,765</u>	<u>\$ 44,971,667</u>

No incluyen la energía en proceso de facturación por \$19,901,524 y \$15,988,759, respectivamente.

d. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el de que una entidad encuentre dificultad para cumplir con obligaciones asociadas con pasivos financieros que se liquiden mediante la entrega de efectivo u otro activo financiero.

El financiamiento que recibe la Empresa, es principalmente a través de deuda contratada y por el arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS. Con el fin de administrar el riesgo de liquidez, la Empresa realiza análisis de flujos de efectivo de manera periódica y mantiene líneas de crédito abiertas con instituciones financieras y proveedores. Adicionalmente, la Empresa está sujeto a control presupuestal por parte del Gobierno Federal, por lo que el techo de endeudamiento neto que cada año autoriza el Congreso de la Unión de acuerdo a sus ingresos presupuestados, no puede ser rebasado.

La siguiente tabla muestra los vencimientos contractuales de los pasivos financieros de la entidad con base en los periodos de pago que son:

<u>Al 31 de diciembre de 2015</u>	<u>Menos de 1 año</u>	<u>Más de 1 año y menos de 3</u>	<u>Más de 3 años y menos de 5</u>	<u>Más de 5 años</u>	<u>Total</u>
Deuda documentada	\$ 16,562,500	\$ 35,461,814	\$ 24,846,391	\$ 106,118,473	\$ 182,989,178
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	19,008,767	35,287,449	28,687,290	125,341,924	208,325,430
Proveedores y contratistas	17,443,697				17,443,697
Depósitos de usuarios y contratistas	<u>20,042,429</u>				<u>20,042,429</u>
Total	<u>\$ 73,057,393</u>	<u>\$ 70,749,263</u>	<u>\$ 53,533,681</u>	<u>\$ 231,460,397</u>	<u>\$ 428,800,734</u>

Al 31 de diciembre de 2014	Menos de 1 año	Más de 1 año y menos de 3	Más de 3 años y menos de 5	Más de 5 años	Total
Deuda documentada	\$ 14,789,500	\$ 26,109,931	\$ 27,327,622	\$ 85,871,104	\$ 154,098,157
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	16,026,662	29,892,169	30,160,988	117,009,313	193,089,132
Proveedores y contratistas	16,301,377				16,301,377
Depósitos de usuarios y contratistas	18,737,992				18,737,992
Total	\$ 65,855,531	\$ 56,002,100	\$ 57,488,610	\$ 202,880,417	\$ 382,226,658

e. Riesgos de mercado

Las actividades de la Empresa lo exponen principalmente a riesgos financieros de cambios en los tipos de cambio y tasas de interés.

Administración del riesgo cambiario

La Empresa se financia mediante créditos preferentemente en moneda nacional cuando las condiciones de mercado lo aconsejan, por lo que la deuda actual está denominada mayormente en pesos mexicanos.

La Empresa realiza transacciones denominadas en moneda extranjera; en consecuencia se generan exposiciones a fluctuaciones en el tipo de cambio.

La Empresa utiliza principalmente “swaps” de tasa de interés y de divisas y contratos “forward” de divisas para administrar su exposición a las fluctuaciones de tasas de interés y de moneda extranjera conforme a sus políticas internas.

Los valores en libros de los activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera al final del periodo sobre el que se informa son los siguientes:

– Análisis de sensibilidad de moneda extranjera

La Empresa se encuentra principalmente expuesto a variaciones en el tipo de cambio entre el peso mexicano y dólares estadounidenses y yenes japoneses.

La siguiente tabla detalla la sensibilidad de la Empresa a un incremento y decremento del 5% en el peso mexicano contra las divisas extranjeras relevantes. El 5% representa la tasa de sensibilidad utilizada cuando se reporta el riesgo cambiario internamente al personal clave de la administración, y representa la evaluación de la administración sobre el posible cambio razonable en las tasas de cambio.

El análisis de sensibilidad incluye únicamente las partidas monetarias pendientes denominadas en moneda extranjera y ajusta su conversión al final del periodo para un cambio del 5% en las tasas de cambio. El análisis de sensibilidad incluye préstamos externos así como préstamos de las operaciones extranjeras dentro de la Empresa donde la denominación del préstamo se encuentra en una divisa distinta a la moneda

del prestamista o del prestatario. Una cifra positiva (como se aprecia en el cuadro que sigue) indica un incremento en los resultados donde el peso mexicano se fortalece en 5% contra la divisa pertinente. Si se presentara un debilitamiento del 5% en el peso mexicano con respecto a la divisa en referencia, entonces habría un impacto comparable sobre los resultados y los saldos siguientes serían negativos.

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Resultados	\$ <u>5,460,940</u>	\$ <u>9,588,542</u>

En opinión de la administración, el impacto del riesgo cambiario inherente se repercute a las tarifas eléctricas en el largo plazo a través de los ajustes por inflación y de la fórmula de combustibles que considera además de la inflación, el tipo de cambio peso/dólar.

– **Administración del riesgo de tasas de interés**

La Empresa se encuentra expuesto a riesgo en tasa de interés debido a que obtiene préstamos a tasas de interés variables. El riesgo es manejado por el la Empresa manteniendo una combinación apropiada entre los préstamos a tasa fija y a tasa variable, así como con el manejo de instrumentos financieros derivados de cobertura de tasa de interés.

– **Análisis de sensibilidad para las tasas de interés**

Los siguientes análisis de sensibilidad han sido determinados con base en la exposición a las tasas de interés tanto para los instrumentos derivados como para los no derivados al final del periodo sobre el que se informa. Para los pasivos a tasa variable, se prepara un análisis suponiendo que el importe del pasivo vigente al final del periodo sobre el que se informa ha sido el pasivo vigente para todo el año. Al momento de informar internamente al personal clave de la gerencia sobre el riesgo en las tasas de interés, se utiliza un incremento o decremento de 0.50 puntos en el caso de la TIIE y de 0.01 puntos en el caso de LIBOR, lo cual representa la evaluación de la gerencia sobre el posible cambio razonable en las tasas de interés.

Si la tasa de interés TIIE hubiera estado 0.50 puntos por encima/por debajo y todas las otras variables permanecen constantes:

- La pérdida del período que terminó el 31 de diciembre de 2015 y 2014 aumentaría o disminuiría en \$516,639 y \$474,833 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición de la Empresa a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable; y

Si la tasa de interés LIBOR hubiera estado 0.01 puntos por encima/por debajo y todas las otras variables permanecen constantes:

- La pérdida del período que terminó el 31 de diciembre de 2015 y 2014 aumentaría o disminuiría en \$7,966 y \$5,913 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición de la Empresa a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable.

f. Valor razonable de los instrumentos financieros

Valor razonable de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado

Se considera que los valores en libros de los activos y pasivos financieros reconocidos al costo amortizado en los estados financieros, se aproxima a su valor razonable, incluyendo los siguientes:

	2015		2014	
	Valor en Libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor Razonable
Deuda documentada	\$ 182,989,178	\$ 182,989,178	\$ 154,098,157	\$ 154,098,157
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	208,325,430	208,325,430	193,089,132	193,089,132

Técnicas de valuación y supuestos aplicados para propósitos de determinar el valor razonable

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se determina de la siguiente forma:

- El valor razonable de los activos y pasivos financieros con términos y condiciones estándar y negociados en los mercados líquidos activos se determinan con referencia a los precios cotizados en el mercado.
- El valor razonable de los otros activos y pasivos financieros (sin incluir los instrumentos derivados) se determinan de conformidad con modelos de determinación de precios de aceptación general, que se basan en el análisis del flujo de efectivo descontado utilizando precios de transacciones actuales observables en el mercado y cotizaciones para instrumentos similares.
- Por los términos en que se firmaron los contratos ISDA (International Swaps and Derivatives Association), las contrapartes o instituciones bancarias son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el valor de mercado (que es la valuación monetaria de romper la operación pactada en un momento dado). CFE monitorea este valor y si existe alguna duda u observa alguna anomalía en el comportamiento del valor de mercado solicita a la contraparte una nueva valuación.

Valuaciones a valor razonable reconocidas en el estado de posición financiera

La siguiente tabla proporciona un análisis de los instrumentos financieros que se valúan con posterioridad al reconocimiento inicial a valor razonable, agrupados en niveles del 1 al 2, con base en el grado al que el valor razonable es observable:

	<u>Nivel 1</u>
Activos financieros disponibles para su venta	
Inversiones temporales	\$ <u>17,437,881</u>
Total	\$ <u><u>17,437,881</u></u>

El análisis del valor razonable de los activos financieros derivados agrupados en nivel 2 con base en el grado al que el valor razonable es observable, se efectúa en la Nota 11.

Los niveles arriba indicados son considerados como a continuación se indica:

- Nivel 1 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de los precios cotizados (no ajustados) en los mercados activos para pasivos o activos idénticos;
- Nivel 2 las valuaciones a valor razonable son aquellas derivadas de indicadores distintos a los precios cotizados incluidos dentro del Nivel 1, que son observables para el activo o pasivo, bien sea directamente (es decir como precios) o indirectamente (es decir que derivan de los precios).

6. Efectivo y equivalentes de efectivo

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el efectivo e inversiones temporales se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Efectivo en caja y bancos	\$ 18,150,477	\$ 17,304,955
Inversiones temporales	<u>17,437,881</u>	<u>19,005,925</u>
Total	\$ <u><u>35,588,358</u></u>	\$ <u><u>36,310,880</u></u>

7. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Consumidores público	\$ *66,259,514	\$ *69,688,594
Consumidores gobierno	22,168,411	18,412,951
Otras cuentas por cobrar	<u>200,380</u>	<u>286,660</u>
	88,628,305	88,388,205
Estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>(18,032,594)</u>	<u>(18,697,261)</u>
	70,595,711	69,690,944
Documentos por cobrar, reclamaciones a aseguradoras y otros	15,334,962	11,919,176
Impuesto al valor agregado por recuperar	<u>425,558</u>	<u>992</u>
Total	\$ <u><u>86,356,231</u></u>	\$ <u><u>81,611,112</u></u>

(*) Se incluye energía en proceso de facturación.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los saldos y movimientos de la estimación para cuentas de cobro dudoso se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Saldo Inicial	\$ 18,697,261	\$ 18,016,513
Incremento	5,810,887	6,711,296
Aplicaciones	<u>(6,475,554)</u>	<u>(6,030,548)</u>
Saldo Final	<u>\$ 18,032,594</u>	<u>\$ 18,697,261</u>

8. Materiales para operación

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los materiales para operación se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Refacciones y equipo	\$ 3,802,741	\$ 5,000,300
Combustibles y lubricantes	8,431,973	12,908,087
Combustible nuclear	<u>4,159,020</u>	<u>4,209,489</u>
	16,393,734	22,117,876
Estimación por obsolescencia	<u>(862,413)</u>	<u>(838,340)</u>
Total	<u>\$ 15,531,321</u>	<u>\$ 21,279,536</u>

9. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos netos de plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se integran como sigue:

Inversión al 31 de diciembre de 2015

	Plantas instalaciones y equipo en operación	Refacciones capitalizables	Obras en proceso	Materiales para construcción	Certificados bursátiles por disponer	Total
Sdos 01/Ene/15	1,674,558,948	8,949,003	27,871,114	11,939,475	8,821	1,723,327,361
Adquisiciones	28,056,875	-	15,026,356	-	-	43,083,231
Aportaciones Gobierno Federal	95,004,417	-	-	-	-	95,004,417
Bajas	<u>(12,440,097)</u>	-	-	-	-	<u>(12,440,097)</u>
Capitalización	21,705,922	<u>(1,528,593)</u>	<u>(19,585,064)</u>	<u>(2,120,858)</u>	-	<u>(1,528,593)</u>
Sdos 31/Dic/15	<u>1,806,886,065</u>	<u>7,420,410</u>	<u>23,312,406</u>	<u>9,818,617</u>	<u>8,821</u>	<u>1,847,446,319</u>

Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2015

	Plantas instalaciones y equipo en operación	Refacciones capitalizables	Obras en proceso	Materiales para construcción	Certificados bursátiles por disponer	Total
Saldos 01/Ene/15	(723,791,118)	(1,479,456)	-	-	-	(725,270,574)
Saldos Netos 01/Ene/14	950,767,830	7,469,547	27,871,114	11,939,475	8,821	998,056,787
Depreciación del periodo	(44,882,118)	(369,864)	-	-	-	(45,251,982)
Depreciación por bajas	9,022,627	-	-	-	-	9,022,627
Depreciación Neta	(35,859,491)	(369,864)	-	-	-	(36,229,355)
Saldos 31/Dic/15	(759,650,609)	(1,849,320)	-	-	-	(761,499,929)
Saldos Netos 31/Dic/15	1,047,235,456	5,571,090	23,312,406	9,818,617	8,821	1,085,946,390

Inversión al 31 de diciembre de 2014

	Plantas instalaciones y equipo en operación	Refacciones capitalizables	Obras en proceso	Materiales para construcción	Certificados bursátiles por disponer	Total
Saldos 01/Ene/14	\$ 1,658,152,676	\$ 9,803,929	\$ 25,382,051	\$ 10,693,890	\$ 8,821	\$ 1,704,041,367
Adquisiciones	38,567,166	-	8,284,328	1,245,585	-	48,097,079
Revaluación del periodo (inmuebles)	24,830,757	-	-	-	-	24,830,757
Rectificación de revaluación 2013	(44,944,952)	-	-	-	-	(44,944,952)
Bajas	(7,841,964)	-	-	-	-	(7,841,964)
Capitalización	5,795,265	(854,926)	(5,795,265)	-	-	(854,926)
Saldos 31/Dic/14	\$ 1,674,558,948	\$ 8,949,003	\$ 27,871,114	\$ 11,939,475	\$ 8,821	\$ 1,723,327,361

Depreciación acumulada al 31 de diciembre de 2014

	Plantas instalaciones y equipo en operación	Refacciones capitalizables	Obras en proceso	Materiales para construcción	Certificados bursátiles por disponer	Total
Saldos 01/Ene/14	(748,685,370)	(1,109,592)	-	-	-	(749,794,962)
Saldos Netos 01/Ene/14	\$ 909,467,306	\$ 8,694,337	\$ 25,382,051	\$ 10,693,890	\$ 8,821	\$ 954,246,405
Depreciación del periodo	(41,195,041)	(369,864)	-	-	-	(41,564,905)
Depreciación por bajas	7,024,912	-	-	-	-	7,024,912
Rectificación de depreciación de revaluación 2013	59,064,381	-	-	-	-	59,064,381
Depreciación Neta	24,894,252	(369,864)	-	-	-	24,524,388
Saldos 31/Dic/14	(723,791,118)	(1,479,456)	-	-	-	(725,270,574)
Saldos Netos 31/Dic/14	\$ 950,767,830	\$ 7,469,547	\$ 27,871,114	\$ 11,939,475	\$ 8,821	\$ 998,056,787

Plantas, instalaciones y equipos en operación - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2015 y 2014, que incluyen los equipos en PIDIREGAS, se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Plantas:		
Vapor	\$ 330,215,571	\$ 330,775,454
Hidroeléctricas	210,389,031	206,881,907
Nucleoeléctrica	122,125,426	121,520,039
Turbogas y ciclo combinado	76,154,461	75,702,390
Geotérmicas	48,711,951	42,212,647
Combustión interna	2,087,844	2,027,376
Instalaciones no convencionales	2,847,348	3,014,987
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	433,715,501	337,478,138
Fibra Óptica	7,126,663	7,002,199
Redes y subestaciones de distribución	415,740,578	390,923,625
Edificios administrativos y otros	59,545,210	58,619,303
Fideicomisos	30,816	30,816
	<u>1,708,690,400</u>	<u>1,576,188,881</u>
Equipo productores externos	97,471,095	97,471,095
Terrenos en proceso de regularización	396,191	570,593
Desmantelamiento CN Laguna Verde	328,379	328,379
	<u>1,806,886,065</u>	<u>1,674,558,948</u>
Menos:		
Depreciación acumulada	734,578,597	703,873,556
Depreciación acumulada productores externos	25,072,012	19,917,562
Total	<u>\$ 1,047,235,456</u>	<u>\$ 950,767,830</u>

Durante 2015 y 2014 se capitalizaron costos de financiamiento por un importe de \$5,965,953 y \$1,774,575 respectivamente.

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se integran como sigue:

Planta:	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Vapor	\$ 424,456	\$ 424,456
Hidroeléctricas	4,316,364	5,345,230
Nucleoeléctricas	341,051	341,051
Turbogas y ciclo combinado	648,714	648,714
Geotérmicas	1,468,241	1,468,241
Combustión interna	218,379	218,379
Líneas, redes y subestaciones	14,038,598	17,472,029
Oficinas e instalaciones generales	762,343	661,281
Anticipos para construcción	<u>1,094,260</u>	<u>1,291,733</u>
Total	\$ <u>23,312,406</u>	\$ <u>27,871,114</u>

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Refacciones y equipo	\$ 8,173,637	\$ 9,350,905
Materiales en poder de terceros	<u>1,644,980</u>	<u>2,588,570</u>
Total	\$ <u>9,818,617</u>	\$ <u>11,939,475</u>

Refacciones capitalizables - Los saldos de refacciones capitalizables al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Refacciones capitalizables	\$ 7,420,410	\$ 8,949,003
Menos		
Depreciación acumulada	<u>1,849,320</u>	<u>1,479,456</u>
Total	\$ <u>5,571,090</u>	\$ <u>7,469,547</u>

Certificados bursátiles - Los saldos de certificados bursátiles al 31 de diciembre de 2015 y 2014 son por \$8,821 ya que al momento no se han presentado disposiciones.

10. Bienes aportados por el Gobierno Federal

Con fecha 11 de octubre de 2009, el Ejecutivo Federal decretó la extinción del Organismo Descentralizado Luz y Fuerza del Centro, encargando al Servicio de Enajenación de Bienes (SAE), poner a disposición de CFE todos los bienes útiles afectos al servicio de energía eléctrica, a quien por Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, le corresponde operar este servicio.

Con esa misma fecha, el SAE y la CFE celebraron un convenio donde lo ratifican, posteriormente el 11 de agosto de 2010, mediante el cual acuerdan que a partir de la entrada en vigor del decreto antes referido, el SAE entrega en comodato a título gratuito los bienes útiles al servicio eléctrico en la Zona Centro del país.

La vigencia del contrato de comodato fue de tres años contados a partir del 11 de octubre de 2009; para 11 de octubre de 2012 dicha vigencia quedó prorrogada automáticamente por un periodo de tres años más.

El 7 de octubre de 2015 la Secretaría de la Función Pública por conducto de su órgano desconcentrado, Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN) determina concluir el comodato ya mencionado, entregando los Bienes referidos con Acta entrega que incluye anexos por los diferentes tipos de bienes a la CFE.

En este mismo acto, la CFE recibe la posición jurídica y física de los bienes objeto del acta en mención, en forma global conforme a los anexos citados; a partir de esa misma fecha, se iniciaron los trámites para la desincorporación legal de estos bienes del régimen de dominio público de la Federación. Estos bienes se han incluido en los Estados Consolidados de Posición Financiera al 31 de diciembre de 2015, a un valor asignado por el SAE de \$95,004,417 y, los cuales sufrirán ajustes conforme su integración a detalle por cada una de las áreas de influencia.

A la fecha de emisión de estos Estados Financieros se estarán iniciando avalúos más recientes para actualizar el valor razonable.

11. Instrumentos financieros derivados

- Los saldos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Con fines de cobertura		
Activo	\$ 33,604,019	\$ 9,974,406
Pasivo	\$ 29,362,665	\$ 9,621,788
Con fines de negociación		
Activo	\$ 4,636,300	\$ 3,983,452
Pasivo	\$ 5,636,999	\$ 4,933,590
Total Instrumentos Financieros Derivados		
Activo	\$ 38,240,319	\$ 13,957,858
Pasivo	\$ 34,999,664	\$ 14,555,378

- Instrumento financiero con fines de negociación** - El 17 de septiembre de 2002, CFE colocó en el mercado japonés un bono por 32 mil millones de yenes japoneses a una tasa de interés de 3.83% anual y con vencimiento en septiembre de 2032. De manera simultánea, CFE realizó una operación de cobertura por la cual recibió un monto de 269'474,000 dólares americanos, equivalentes a los 32 mil millones de yenes al tipo de cambio spot de la fecha de la operación de 118.7499 yenes por dólar americano. La operación consiste en una serie de "Forwards" de divisa que permiten fijar el tipo de cambio yen/dólar, durante el plazo establecido de la operación en 54.0157 yenes por dólar americano. Como resultado de la operación, CFE paga una tasa de interés equivalente al 8.42% anual en dólares. El efecto de valuación de los "Forwards" de divisa se registra en el Costo Financiero; una ganancia (pérdida) en dicho costo compensa una pérdida (ganancia) en el pasivo subyacente.

La obligación final de la CFE es pagar los yenes japoneses con base en los vencimientos al acreedor, teniendo el derecho de recibir de la institución con la cual se contrató la cobertura, yenes a cambio de ciertos dólares establecidos con el contrato del instrumento financiero. El resultado de la transacción con la institución con la cual se contrató el instrumento financiero es como sigue:

		Tipo de cambio (Diciembre 2015)	Moneda nacional (miles de pesos)
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1433	\$ 4,585,600
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	17.2065	\$ <u>4,636,704</u>
Bienes a entregar, neto			\$ <u>(51,104)</u>

A partir del 17 de marzo de 2003 y hasta el 17 de septiembre de 2032, la CFE está obligada a realizar pagos semestrales por la cantidad de 11'344,855 dólares americanos equivalentes a 612'800,000 yenes japoneses, por lo que la suma total que la CFE está obligada a entregar en los próximos 17 años es de 385'725,084 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 20,835'200,000 yenes japoneses.

Adicionalmente, al término del contrato de cobertura, las partes celebraron un contrato de compra por parte de CFE, de un "Call Europeo" mediante el cual CFE adquiere el derecho de comprar yenes japoneses al vencimiento, a precio de mercado, en caso de que el tipo de cambio yen/dólar se cotice por debajo de 118.7498608401 yenes por dólar y la venta por parte de CFE de un "Call Europeo" mediante el cual CFE vende la protección de una apreciación del tipo de cambio yen/dólar por encima de 27.8000033014 yenes por dólar.

En caso de que la CFE decidiera cancelar en forma anticipada la cobertura ("forwards" de divisa), se originaría una pérdida extraordinaria estimada al 31 de diciembre de 2015, en 58'158,241 dólares americanos, aproximadamente. La pérdida fue estimada por J. Aron & Company (agente de cálculo), tomando como base el valor razonable de la cobertura a la fecha de la estimación.

- Los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 31 de diciembre de 2015 se detallan a continuación:

Contraparte	Posición primaria	Objeto	Monto del nocional	Subyacente	Valor de mercado	Fecha de inicio de cobertura	Fecha de terminación de la cobertura	Tasa / tipo de moneda recibo	Tasa / tipo de moneda pago	% cubierto
BANAMEX	\$ 1,702,516	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,617,390	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (10,232)	7 de diciembre de 2007	26 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 368,987	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (3,795)	15 de febrero de 2008	4 de agosto de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.2200%	95%
BANCOMER	\$ 1,314,758	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,249,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (6,318)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
BANAMEX	\$ 787,092	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 787,092	Tasa de interés CETES 91 + 0.45%	\$ (8,347)	24 de abril de 2008	11 de enero de 2018	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	100%
J.P. MORGAN	\$ 697,928	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 593,239	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (6,265)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0900%	85%
HSBC	\$ 651,004	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 553,353	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,954)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0700%	85%
CREDIT AGRICOLE	\$ 590,622	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 502,029	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,273)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0850%	85%
BANCOMER	\$ 425,546	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 372,183	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (4,057)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0700%	87%
BNP PARIBAS	\$ 435,552	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 371,525	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (3,945)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.1000%	85%
GOLDMAN SACHS	\$ 422,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 370,171	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (3,398)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0500%	88%
SANTANDER SERFIN	\$ 547,802	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 533,627	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,168)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	97%
CREDIT AGRICOLE	\$ 595,093	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,452	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (4,754)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9650%	89%
HSBC	\$ 554,726	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,430	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,106)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	96%
BANCOMER	\$ 580,614	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,682	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,152)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	91%
BANAMEX	\$ 576,581	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 529,264	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,058)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9750%	92%
GOLDMAN SACHS	\$ 558,268	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 527,253	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (4,408)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9850%	94%
CREDIT AGRICOLE	\$ 468,606	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 374,884	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ (1,723)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8180%	80%
BANAMEX	\$ 459,982	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 367,985	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ (1,868)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8100%	80%
SANTANDER	\$ 450,342	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 360,274	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ (1,932)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8290%	80%
HSBC	\$ 436,070	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 348,856	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ (1,822)	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8300%	80%
CREDIT SUISSE	USD 16,788	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 12,005	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 23,700	24 de enero de 2005	24 de julio de 2021	Dólares americanos	Pesos	72%
CREDIT SUISSE	USD 10,750	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 8,311	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 18,327	2 de febrero de 2005	2 de febrero de 2023	Dólares americanos	Pesos	77%
DEUTSCHE BANK	USD 208,188	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 171,323	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 314,954	3 de mayo de 2005	21 de junio de 2021	Dólares americanos	Pesos	82%
GOLDMAN SACHS	USD 49,296	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 40,977	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 83,569	26 de marzo de 2005	26 de marzo de 2022	Dólares americanos	Pesos	83%
GOLDMAN SACHS	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 446,448	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
DEUTSCHE BANK	USD 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 402,326	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 187,084	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 105,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,662	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 166,796	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 255,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 233,750	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR / Peso Mexicano Tasa Fija	\$ 457,359	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
MORGAN STANLEY	USD 250,000	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 250,000	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 161,311	15 de julio de 2015	15 de enero de 2024	Dólares americanos	Pesos	100%
BBVA BANCOMER	USD 350,000	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 350,000	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 239,531	15 de julio de 2015	11 de enero de 2024	Dólares americanos	Pesos	100%
BNP PARIBAS	USD 250,000	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 250,000	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 157,007	15 de julio de 2015	15 de enero de 2024	Dólares americanos	Pesos	100%
SANTANDER	USD 400,000	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 400,000	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 171,166	15 de julio de 2015	16 de enero de 2024	Dólares americanos	Pesos	100%

- Medición de efectividad de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 31 de diciembre de 2015.

Nombre de la Cobertura de Acuerdo a la Documentación	Fecha de Intercambio	Flujo por		% Efectividad	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo de la Posición		Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo del Instrumento Derivado	Sobretasa	Base de Cálculo para Ambos Flujos	Frecuencia de Períodos	Fecha de Cálculo de Ambas Tasas
		Pagar de la Posición Primaria	Recibir del Instrumento Derivado		Primaria	Derivado					
BANCOMER BANAMEX	2 de enero de 2015	\$ 12,203	\$ 12,203	100 %	3.2875 %	3.2875 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	3 de diciembre de 2014	
ING IV	15 de enero de 2015	\$ 2,389	\$ 2,389	100 %	2.9800 %	2.9800 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	16 de octubre de 2014	
ICO 4	26 de enero de 2015	USD 397	USD 397	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005	
BANCOMER BANAMEX	30 de enero de 2015	\$ 11,257	\$ 11,257	100 %	3.3110 %	3.3110 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de diciembre de 2014	
ICO 8	3 de febrero de 2015	USD 256	USD 256	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005	
BANCOMER 2	3 de febrero de 2015	\$ 4,621	\$ 4,621	100 %	3.3110 %	3.3110 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de diciembre de 2014	
BANCOMER 1	6 de febrero de 2015	\$ 1,802	\$ 1,802	100 %	2.9700 %	2.9700 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	7 de agosto de 2014	
ING III	26 de febrero de 2015	\$ 2,769	\$ 2,769	100 %	2.8700 %	2.8700 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	27 de noviembre de 2014	
BANCOMER BANAMEX	27 de febrero de 2015	\$ 11,239	\$ 11,239	100 %	3.3050 %	3.3050 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	28 de enero de 2015	
BANCOMER 2	2 de marzo de 2015	\$ 3,657	\$ 3,657	100 %	3.2950 %	3.2950 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de enero de 2015	
ING II	6 de marzo de 2015	\$ 3,416	\$ 3,416	100 %	2.8900 %	2.8900 %	0.79 %	ACTUAL / 360	Trimestral	4 de diciembre de 2014	
ICO 5 6 Y 7	26 de marzo de 2015	USD 1,319	USD 1,319	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	4 de mayo de 2005	
BANCOMER BANAMEX	27 de marzo de 2015	\$ 11,236	\$ 11,236	100 %	3.3041 %	3.3041 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	25 de febrero de 2015	
BANCOMER 2	31 de marzo de 2015	\$ 3,931	\$ 3,931	100 %	3.2987 %	3.2987 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de febrero de 2015	
ING IV	16 de abril de 2015	\$ 2,000	\$ 2,000	100 %	2.9000 %	2.9000 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	15 de enero de 2015	
BANCOMER BANAMEX	24 de abril de 2015	\$ 11,246	\$ 11,246	100 %	3.3075 %	3.3075 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	25 de marzo de 2015	
BANCOMER 2	30 de abril de 2015	\$ 4,064	\$ 4,064	100 %	3.2955 %	3.2955 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de marzo de 2015	
BANCOMER BANAMEX	22 de mayo de 2015	\$ 11,203	\$ 11,203	100 %	3.2930 %	3.2930 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	22 de abril de 2015	
ING III	28 de mayo de 2015	\$ 2,340	\$ 2,340	100 %	3.0200 %	3.0200 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	26 de febrero de 2015	
IXE 1	29 de mayo de 2015	\$ 6,993	\$ 6,993	100 %	3.0000 %	3.0000 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	27 de noviembre de 2014	
BANCOMER 2	1 de junio de 2015	\$ 4,337	\$ 4,337	100 %	3.2975 %	3.2975 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de abril de 2015	
GOLDMAN SACHS 1 Y 3	12 de junio de 2015	USD 6,035	USD 6,035	100 %	0.3384 %	0.3384 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	11 de diciembre de 2014	
GOLDMAN SACHS 2 4 Y 5	12 de junio de 2015	USD 11,072	USD 11,072	100 %	0.3384 %	0.3384 %	0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	11 de diciembre de 2014	
ICO 2 Y 3	19 de junio de 2015	USD 5,592	USD 5,592	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	3 de mayo de 2005	
BANCOMER BANAMEX	19 de junio de 2015	\$ 11,254	\$ 11,254	100 %	3.3100 %	3.3100 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	20 de mayo de 2015	
BANCOMER 2	30 de junio de 2015	\$ 3,932	\$ 3,932	100 %	3.3000 %	3.3000 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de mayo de 2015	
ING IV	16 de julio de 2015	\$ 2,107	\$ 2,107	100 %	3.0800 %	3.0800 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	16 de abril de 2015	
BANCOMER BANAMEX	17 de julio de 2015	\$ 11,254	\$ 11,254	100 %	3.3100 %	3.3100 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	17 de junio de 2015	
ICO 4	24 de julio de 2015	USD 393	USD 393	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005	
BANCOMER 2	31 de julio de 2015	\$ 3,823	\$ 3,823	100 %	3.3025 %	3.3025 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de junio de 2015	
ICO 8	3 de agosto de 2015	USD 254	USD 254	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de mayo de 2005	
BANCOMER 1	7 de agosto de 2015	\$ 1,530	\$ 1,530	100 %	3.0300 %	3.0300 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	5 de febrero de 2015	
BANCOMER BANAMEX	14 de agosto de 2015	\$ 10,229	\$ 10,229	100 %	3.3095 %	3.3095 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	15 de julio de 2015	
ING III	27 de agosto de 2015	\$ 2,380	\$ 2,380	100 %	3.0800 %	3.0800 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	28 de mayo de 2015	
BANCOMER 2	31 de agosto de 2015	\$ 3,830	\$ 3,830	100 %	3.3112 %	3.3112 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de julio de 2015	
BANCOMER BANAMEX	11 de septiembre de 2015	\$ 10,224	\$ 10,224	100 %	3.3075 %	3.3075 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	12 de agosto de 2015	
ICO 5 6 Y 7	28 de septiembre de 2015	USD 1,313	USD 1,313	100 %	1.2500 %	1.2500 %	0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	4 de mayo de 2005	
BANCOMER 2	30 de septiembre de 2015	\$ 3,721	\$ 3,721	100 %	3.3300 %	3.3300 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	28 de agosto de 2015	
BANCOMER BANAMEX	9 de octubre de 2015	\$ 10,319	\$ 10,319	100 %	3.3425 %	3.3425 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	9 de septiembre de 2015	
ING IV	15 de octubre de 2015	\$ 1,776	\$ 1,776	100 %	3.1200 %	3.1200 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Trimestral	16 de julio de 2015	
BANCOMER 2	3 de noviembre de 2015	\$ 4,213	\$ 4,213	100 %	3.3250 %	3.3250 %	1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	29 de septiembre de 2015	
BANCOMER BANAMEX	6 de noviembre de 2015	\$ 10,217	\$ 10,217	100 %	3.3050 %	3.3050 %	0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	7 de octubre de 2015	
ING III	27 de noviembre de 2015	\$ 1,991	\$ 1,991	100 %	3.4500 %	3.4500 %	0.50 %	ACTUAL / 360	Trimestral	27 de agosto de 2015	
IXE 1	27 de noviembre de 2015	\$ 5,922	\$ 5,922	100 %	3.1900 %	3.1900 %	0.25 %	ACTUAL / 360	Semestral	28 de mayo de 2015	

Nombre de la Cobertura de Acuerdo a la Documentación	Fecha de Intercambio	Flujo por Pagar de la Posición		Flujo por Recibir del Instrumento Derivado	% Efectividad	Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo de la Posición		Tasa que se Utilizó para Calcular el Flujo del Instrumento Derivado	Sobretasa	Base de Cálculo para Ambos Flujos	Frecuencia de Períodos	Fecha de Cálculo de Ambas Tasas
		Primaria	Derivado			Primaria	Derivado					
BANCOMER 2	30 de noviembre de 2015	\$ 3,330	\$ 3,330		100 %	3.3025 %	3.3025 %		1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	30 de octubre de 2015
BANCOMER BANAMEX	4 de diciembre de 2015	\$ 10,205	\$ 12,205		100 %	3.3005 %	3.3005 %		0.45 %	ACTUAL / 360	Mensual	4 de noviembre de 2015
GOLDMAN SACHS 1 Y 3	11 de diciembre de 2015	USD 6,137	USD 6,137		100 %	0.3240 %	0.3240 %		0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	11 de junio de 2015
GOLDMAN SACHS 2 4 Y 5	11 de diciembre de 2015	USD 11,260	USD 11,260		100 %	0.3240 %	0.3240 %		0.4950 %	ACTUAL / 360	Semestral	11 de junio de 2015
ICO 2 Y 3	21 de diciembre de 2015	USD 5,653	USD 5,653		100 %	1.2500 %	1.2500 %		0.00 %	ACTUAL / 360	Semestral	3 de mayo de 2005
BANCOMER 2	31 de diciembre de 2015	\$ 3,835	\$ 3,835		100 %	3.3175 %	3.3175 %		1.59 %	ACTUAL / 360	Mensual	27 de noviembre de 2015

Medición de Efectividad.

Comisión Federal de Electricidad utiliza la gestión de riesgo para mitigar la exposición a la volatilidad en las tasas de interés y tipos de cambio, por lo anterior, la Entidad ha contratado swaps plain vanilla de tasas de interés y monedas. Con esto, los flujos variables de la posición primaria han sido cubiertos al 100% por flujos que se reciben del Instrumento Financiero Derivado.

Metodología para la Medición de la Efectividad.

Como método de medición se estableció el cociente del flujo por pagar de la posición primaria y el flujo por recibir del instrumento financiero derivado. En las pruebas de medición de efectividad que se realizaron a los flujos de intercambio la efectividad fue del 100%.

Además, se revelaron las características críticas más importantes de cada intercambio como fecha de intercambio, las tasas de interés que se utilizaron para el cálculo tanto del flujo de la posición primaria como el flujo del instrumento financiero derivado, la sobretasa que se adiciona a cada tasa de cálculo, la base de cálculo para cada flujo, la frecuencia de períodos y la fecha de cálculo de ambas tasas. Con esto, se puede observar y concluir que las características críticas tanto del flujo de la posición primaria como el flujo del instrumento financiero derivado son exactamente iguales y la efectividad de cada Instrumento Financiero Derivado contratado por la Entidad es del 100%.

Pruebas de Sensibilidad.

De acuerdo con las NIIF, se calculó la sensibilidad de la variación en el valor de mercado de los instrumentos financieros derivados contratados por CFE.

Para el caso de la operación con fines de negociación de monedas (Forward) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0581%, es decir \$3,857 para el 31 de diciembre de 2015.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés y monedas (Cross Currency Swaps) se obtiene que la variación de un centavo en el tipo de cambio provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.0581 %, es decir \$19,367 para el 31 de diciembre de 2015.

Para el caso de las operaciones de cobertura de tasa de interés (Interest Rate Swaps) se obtiene que la variación de un punto base en el tasa de interés provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.1745 %, es decir \$513 para el 31 de diciembre de 2015.

Comentarios sobre el Valor de Mercado (Mark to Market) y el Ajuste por Riesgo de Crédito y su Nivel de Jerarquía.

El neto del valor de mercado limpio de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura (Mark to Market) al 31 de diciembre de 2015 asciende a \$2'355,034 que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$81,085 en contra de CFE, incluidos en el valor del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$2'436,119 a favor de CFE, incluidos en el valor del activo del rubro de instrumentos financieros.

Por los términos en que se firmaron los contratos ISDA (International Swaps and Derivatives Association), las contrapartes o instituciones bancarias son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el Mark to Market. CFE monitorea el Mark to Market y si existe alguna duda u observa alguna anomalía en el comportamiento del Mark to Market solicita a la contraparte una nueva valuación.

Por lo anterior el Valor de Mercado que envía el agente de cálculo o contraparte solamente es un valor indicativo, ya que los modelos que utilizan los bancos pueden diferir entre sí.

Ajuste del Valor Razonable o Mark to Market por Riesgo de Crédito

De acuerdo a las NIIF, el valor razonable o Mark to Market (MTM) debe reflejar la calidad crediticia del Instrumento Financiero Derivado. Al incorporar el riesgo de crédito al Mark to Market de los Instrumentos Financieros Derivados, se reconoce la probabilidad que una de las contrapartes puedan caer e incumplimiento y por lo tanto se refleja la calidad crediticia del Instrumento Financiero Derivado, de acuerdo al IFRS.

De lo anterior, Comisión Federal de Electricidad realizó el ajuste a los Valores Razonables o Mark to Market que representan un riesgo de crédito para la entidad.

Metodología para ajustar el Valor Razonable o Mark to Market por Riesgo de Crédito.

Para realizar el ajuste al valor razonable de los instrumentos financiero derivados bajo las NIIF por concepto de riesgos de crédito, Comisión Federal de Electricidad adoptará el concepto del Credit Value Adjustment (CVA).

El CVA integra los conceptos de exposición o pérdida potencial, probabilidad de incumplimiento y tasa de recuperación, su fórmula es:

$$CVA = Exp * q * (1 - r)$$

En donde:

Exp = Exposición

q = Probabilidad de Incumplimiento

r = Tasa de Recuperación

Simplificaciones:

$$Exp = MTM$$

$$q * (1-r) = \text{Factor de ajuste}$$

$$CVA = MTM * \text{Factor de Ajuste}$$

La exposición se considerará como el valor de mercado (MTM) total de cada contraparte, es decir, la sumatoria de todos los MTM que tengamos con la institución financiera.

La probabilidad de incumplimiento por uno menos la tasa de recuperación será el factor de ajuste a la sumatoria de los valores de mercado o exposición de cada contraparte.

Para obtener la probabilidad de incumplimiento (q) se tomarán los Credit Default Swap (CDS) de las contrapartes a su más cercano plazo disponible, en el entendido que el ajuste del CVA se llevará a cabo mes con mes. Los CDS son datos que reflejan la visión del mercado sobre el riesgo de crédito y es información transparente para todo ente financiero.

Para el efecto de cálculo del CVA la tasa de recuperación (r) será de cero, esta tasa es totalmente conservadora, ya que el estándar en el mercado financiero es del 40%.

Una vez obtenido el CVA se procederá al ajuste del MTM de la siguiente forma:

$$MTM \text{ ajustado} = MTM - CVA$$

En el caso de que CFE mantenga colateral por concepto de depósitos en garantía, el CVA no se modificará ya que la tasa de recuperación determinada por la CFE es cero.

Esta mecánica se aprobó en su momento, por el Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR) como metodología de ajuste al valor razonable de los Instrumentos Financieros Derivados.

El ajuste al valor de mercado (MTM) se realizará de forma mensual, siempre y cuando la posición total de la exposición de cada contraparte este a favor de la CFE, es decir, la valuación de mercado es positiva para la entidad y por consecuencia existe un riesgo de crédito.

En el caso de que la posición total del MTM se encuentre negativa para la entidad, no se procederá a realizar dicho ajuste, toda vez que el riesgo de crédito será de la contraparte y no de la CFE.

CONTRAPARTE	MTM	MTM AJUSTADO	AJUSTE AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015
Credit Suisse	\$ 42,026	\$ 41,739	\$ 287
Deutsche Bank	1'341,434	1'335,707	5,727
Morgan Stanley	161,311	160,938	373
Santander	164,066	161,625	2,441
BNP Paribas	153,062	152,073	989
BBVA Bancomer	224,004	220,745	3,259
Colaterales Recibidos			0
Total Costo			\$ 13,076

Jerarquía del Valor Razonable o Mark to Market

Para incrementar la consistencia y comparabilidad de las medidas de valor justo y sus revelaciones, las NIIF establecen una jerarquía de valor justo que prioriza en tres niveles de los datos en las técnicas de valuación usadas, esta jerarquía otorga la mayor prioridad a los precios cotizados (sin ajuste) en los mercados activos para activos y pasivos (nivel 1) y la más baja prioridad para datos no observables (nivel 3).

La disponibilidad de información relevante y su relativa subjetividad puede afectar la selección apropiada de la técnica de valuación, sin embargo la jerarquía de valor justo prioriza los datos sobre las técnicas de valuación.

Información de Nivel 2

Como se ha explicado anteriormente, y por los términos en que se firmaron los contratos ISDA, las contrapartes o instituciones financieras son los agentes valuadores, y son ellos quienes calculan y envían mensualmente el Mark to Market.

Por lo tanto se determina que el nivel de jerarquía del Mark to Market de la Entidad al 31 de diciembre de 2015 es de **NIVEL 2** por los siguientes puntos:

- a) Es información distinta a precios cotizados, e incluye tanto información de nivel uno que es observable directa o indirecta.
- b) Precios cotizados para activos o pasivos similares en mercados activos.

c) Información distinta de precios cotizados que es observable.

d) Información que sea derivada principalmente de información observable y correlacionada a través de otros medios.

Discusión de la administración sobre las políticas de uso de Instrumentos Financieros Derivados

1) Los objetivos para celebrar operaciones con derivados

La Comisión Federal de Electricidad podrá realizar cualquier tipo de cobertura financiera explícita, ya sea a las tasas de interés y/o a los tipos de cambio, o aquellas estrategias que sean necesarias para mitigar el riesgo financiero al que se enfrenta la Entidad.

2) Instrumentos utilizados

La CFE podrá comprar o vender uno o más de los siguientes tipos de instrumentos, en forma individual o colectiva, siempre que se mantenga el cumplimiento dentro de los límites y pautas de gestión de riesgos aprobados.

- a.- Futuros, forwards y swaps
- b.- Adquisición de opciones de compra
- c.- Adquisición de opciones de venta
- d.- Adquisición de collares o túneles
- e.- Adquisición de futuros de participación

3) Estrategias de cobertura o negociación implementadas

La CFE no puede vender opciones de compra, opciones de venta ni otro instrumento abierto que exponga a CFE a un riesgo ilimitado, y no sea compensado totalmente por una posición correspondiente pero opuesta.

4) Mercados de Negociación

Nacionales y Extranjeros.

5) Contrapartes elegibles

Cualquier Banco o Institución Financiera con quien CFE tenga firmado un ISDA.

6) Políticas para la designación de agentes de cálculo o valuación

En todos los contratos ISDA está definido que la contraparte es el agente de cálculo.

7) Principal condición o término de los contratos

Los ISDA (International Swaps and Derivatives Association) son contratos estandarizados y las condiciones son las mismas en todos. Solamente en las confirmaciones hay particularidades.

8) Políticas de Márgenes

En el caso de que el valor de mercado de alguna operación sea superior al nivel de mantenimiento pactado en los contratos ISDA y sus suplementos, la contraparte emite vía fax o correo electrónico una solicitud de depósito de colateral en cuenta de margen. CFE envía el depósito en garantía a la contraparte. Mientras exista un depósito por llamada de margen, el valor de mercado es revisado por el "agente de cálculo", definido en el contrato ISDA, de manera diaria, con el objeto de que la entidad pueda solicitar la devolución del colateral cuando el valor de mercado regrese a niveles por debajo del nivel de mantenimiento pactado. Estos depósitos en garantía se consideran como un activo restringido en operaciones con instrumentos financieros derivados para CFE y se le da el tratamiento contable correspondiente.

Para el 31 de diciembre de 2015, CFE tiene depósitos en garantía o llamadas de margen por un monto de 36.5 millones de dólares americanos.

9) Colaterales y Líneas de Crédito

Las líneas de crédito definidas para depósitos de colaterales están establecidas en cada uno de los convenios ISDA firmados con cada contraparte.

10) Procesos y niveles de autorización requeridos por tipo de operación (cobertura simple, cobertura parcial, especulación) indicando si las operaciones con derivados obtuvieron previa aprobación por parte del o los comités que desarrollen las actividades en materia de prácticas societarias y de auditoría.

Los límites a la extensión de transacciones e instrumentos financieros derivados se establecen en función de las condiciones generales de la posición primaria y del subyacente a cubrir.

CFE podrá contratar operaciones de cobertura con derivados financieros, ya sea a las tasas de interés y/o a los tipos de cambio, cuando las condiciones de los mismos sean espejo de la posición primaria y subyacente a cubrir.

Además, CFE está autorizado a:

- a) La contratación de derivados financieros con condiciones distintas a los de la posición primaria y/o subyacente a cubrir
- b) La liquidación de posiciones
- c) Cualquier otra operación con instrumentos derivados financieros que resulte conveniente para CFE

11) Procedimientos de control interno para administrar la exposición a los riesgos de mercado y de liquidez en las posiciones de instrumentos financieros

La Gerencia de Gestión de Riesgos revisa los puntos mencionados anteriormente.

Finalmente existe un presupuesto autorizado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público para hacer frente a los compromisos ya contratados y por contratar relacionados con instrumentos financieros derivados.

12. Deuda documentada

Los saldos de la deuda documentada al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se integran como sigue:

	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2015		2014	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
Deuda externa							
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$17.206518 a diciembre 2015 y de \$14.718 a diciembre 2014.	Bilateral	Fija y variable- 4.97%	Varios hasta 2023	\$ 3,264,831	189,744	\$3,888,330	264,189
	Bonos	Fija y variable-5.09%	Varios hasta 2045	66,735,410	3,878,500	46,906,266	3,187,000
	Revolventes	Fija y variable-1.91%	Varios hasta 2018	2,658,491	154,505	2,307,448	156,777
	Sindicado	Fija y Variable-0%	2018	-	-	-	-
Suman dólares americanos				72,658,732	4,222,749	53,102,044	3,607,966
En euros: al tipo de cambio por euros de \$18.7873 a diciembre 2015 y de \$17.8103 a diciembre de 2014	Bilateral	Fija y variable-1.34%	Varios hasta 2024	59,058	3,144	142,400	7,995
	Revolventes	Fija y variable- 2.28%	Varios hasta 2017	16,902	900	33,967	1,907
Suma euros				75,960	4,044	176,367	9,902
En francos suizos: al tipo de cambio por Franco suizo de \$17.2452 a diciembre 2015 y de \$14.8122 a diciembre de 2014	Bilateral	Variable-0%	Varios hasta 2015	-	-	-	-
	Revolventes	Fija-0.83%	Varios hasta 2018	1,911,573	110,847	1,464,090	98,844
Suman francos suizos				1,911,573	110,847	1,464,090	98,844
En coronas suecas: al tipo de cambio por Corona sueca de \$ 2.0381 a diciembre de 2015 y de \$ 1.8882 para diciembre de 2014	Bilateral	Fija-2.8%	Varios hasta 2015	-	-	7,197	3,811
Suman coronas suecas				-	-	7,197	3,811
En yenes japoneses: al tipo de cambio por y en japonés de \$0.1433 a diciembre 2015 y de \$0.1227 a diciembre de 2014.	Bilateral	Fija y Variable-1.71%	Varios hasta 2020	378,320	2,640,053	415,674	3,387,723
Bono		Fija-3.83%	2032	4,585,600	32,000,000	3,926,400	32,000,000
Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota10b)				51,104		39,718	
Suman yenes japoneses				4,636,704	32,000,000	3,966,118	32,000,000
				5,015,024	34,640,053	4,381,792	35,387,723
Total deuda externa				\$ 79,661,289		\$59,131,490	

<u>Deuda interna</u>	<u>Tipo de crédito</u>	<u>Tasa de interés ponderada</u>	<u>Vencimientos</u>	2015 Moneda Nacional	Moneda Extranjera (Miles)	2014 Moneda Nacional	Moneda Extranjera (Miles)
Moneda nacional	Bancarios	Variable-4.15%	Varios hasta 2023	\$ 31,800,000		\$41,466,667	
	Bursátil	Fija y variable-6.33%	Varios hasta 2025	<u>66,500,000</u>		<u>53,500,000</u>	
Suman pesos mexicanos				<u>98,300,000</u>		<u>94,966,667</u>	
En UDIS al tipo de cambio por UDI de \$ 5.3811 a diciembre 2015 y de \$ 5.269 adiciembrede2014	Bursátil	Fija y variable-4.37%	Varios hasta 2027	<u>5,027,889</u>			
Total deuda interna				<u>\$ 103,327,889</u>		<u>\$94,966,667</u>	
Resumen							
Total deuda externa				79,661,289		59,131,490	
Total deuda interna				<u>103,327,889</u>		<u>94,966,667</u>	
Total deuda documentada				<u>182,989,178</u>		<u>154,098,157</u>	
Total a corto plazo				16,562,500		14,789,500	
Total a largo plazo				<u>166,426,678</u>		<u>139,308,657</u>	
Total del corto y largo plazo				<u>\$182,989,178</u>		<u>\$154,098,157</u>	

Al 31 de diciembre de 2015, el pasivo a corto plazo y largo plazo de deuda titulada, vence como sigue:

Corto Plazo (2016)	\$ 16,562,500
2017	13,473,304
2018	21,988,511
2019	6,389,439
2020	18,456,953
2021- posteriores	<u>106,118,471</u>
Suma Largo Plazo	<u>166,426,678</u>
Total	<u>\$ 182,989,178</u>

Deuda documentada

Por el año 2015 se obtuvieron entre otros los siguientes créditos:

Deuda interna

En noviembre de 2015 se dispuso de 2 líneas de crédito una por \$2,500 mdp y otra por \$500 mdp la primera vence en noviembre de 2025 a una tasa fija de 7.35 y la segunda vence en junio de 2020 a una tasa de TIIE 28 +.20; de igual manera el mismo mes se dispuso de una tercera línea de crédito con Indeval por 934 millones de UDIS que tendrá su última amortización en noviembre de 2027 a una tasa fija de 4.37.

En junio de 2015 se dispuso de 2 líneas de crédito una por \$9,000 mdp y la segunda por \$1,000 mdp, la primera a una tasa fija de 7.35 y con vigencia a noviembre de 2025, la segunda a una tasa de TIIE 28 + .20 y con vencimiento a junio de 2020.

En diciembre de 2014 se obtuvo un crédito por \$15,000 mdp mediante Cebures conformado por dos líneas de crédito Indeval a una tasa fija de 7.35% por un monto de \$9,500 mdp a un plazo de 11 años y el otro por \$5,500 mdp a una tasa TIIE 28 +0.15 a un periodo de 11 años, así mismo en el mismo periodo se realizaron pagos por \$500 mdp a Banorte y \$1,250 mdd a BBVA Bancomer entre varios más.

En noviembre se contrató crédito por \$5,000 mdp con Banco HSBC a una tasa de TIIE 28 + 0.425 y un plazo de 3 años.

En marzo de 2014 se contrató un bono por \$6,300 millones de pesos con Banco Santander, S.A. de C.V. a una tasa de TIIE 91 menos 0.65 %, y plazo de 4 años.

Deuda externa

En agosto de 2015 se dispuso de una línea de crédito por \$60 mdd con Banco Santander con vencimiento en noviembre de 2017 a una tasa de LIBOR 6M +1.6, en octubre se dispuso de una línea de crédito por 985.8 mdy con Eximbank Japón con vencimiento en octubre de 2019 a una tasa CIRR, en diciembre de 2015 se dispuso de una línea de crédito por 226 mdchf a una tasa de SERB que tendrá su última amortización en octubre de 2019.

En el segundo trimestre de 2015 se dispuso de una línea de crédito por \$700 mdd con Deutsche Bank a una tasa fija de 6.125 y que tendrá su última amortización en junio de 2045, de igual manera en junio de 2015 se dispusieron de \$29,899 mdchf con vencimiento en octubre de 2019 con una tasa de SEBR.

En el primer trimestre de 2015 se dispuso de un crédito sindicado por \$1,250 mdd con BBVA como banco agente a una tasa de LIBOR más 1.15 y que deberá ser totalmente liquidado en diciembre de 2015, así mismo se dispuso de una línea de crédito por \$2.1 millones de francos suizos con UBS, AG a tasa de SEBR y que presentara su última amortización en agosto de 2019 y por último se dispuso de una línea en yenes por \$19.9 millones con Eximbank Japón a tasa de CIRR

En 2012 se colocó un bono por \$750 millones de dólares a plazo de 30 años, con un cupón del 5.75% y una sobre demanda de 2.8 veces. Los recursos provenientes de la colocación de este bono sirvieron para anticipar el pago por el mismo monto, parte del crédito sindicado suscrito en diciembre de 2010 por \$2,000 millones de dólares, con vencimiento en junio de 2014. Con esta operación se logró diferir el vencimiento del pasivo original, de junio de 2014 a febrero de 2042.

13. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS)

Los saldos de inversión directa y condicionada al 31 de diciembre de 2015 y 31 diciembre de 2014 se integran y vencen como sigue:

	Inversión directa PIDIREGAS	Inversión condicionada PEE's	Total 2015	Total 2014
Corto Plazo	\$ 15,157,538	\$ 3,851,229	\$ 19,008,767	\$ 16,026,662
<u>Largo Plazo</u>				
2016				16,514,006
2017	11,300,946	4,282,839	15,583,785	13,378,163
2018	14,936,479	4,767,186	19,703,665	17,425,417
2019	9,730,283	5,311,157	15,041,440	12,735,571
2020	7,723,267	5,922,583	13,645,850	11,310,406
2021	6,741,837	6,510,908	13,252,745	10,951,271
Años posteriores	30,609,228	81,479,950	112,089,178	94,747,636
Total largo plazo	\$ <u>81,042,040</u>	\$ <u>108,274,623</u>	\$ <u>189,316,663</u>	\$ <u>177,062,470</u>
Total	\$ <u><u>96,199,578</u></u>	\$ <u><u>112,125,852</u></u>	\$ <u><u>208,325,430</u></u>	\$ <u><u>193,089,132</u></u>

Inversión Directa (PIDIREGAS)

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 la deuda correspondiente a la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS se registró con apego a las Normas Internacionales de Información Financiera y se muestran en forma resumida a continuación:

Valor del crédito	Del contrato	Vigencia	SalDOS al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				SalDOS al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
			Moneda nacional		Moneda extranjera		Moneda nacional		Moneda extranjera	
			Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
<u>Deuda externa</u>										
354.27	Millones de dólares	2015					345,374		23,466	
621.94	millones de dólares	2016	2,452,341	0	142,524	0	42,656	2,097,670	2,898	142,524
24.84	millones de dólares	2017	64,647	37,172	3,757	2,160	189,585	87,094	12,881	5,918
701.22	millones de dólares	2019	364,746	1,009,107	21,198	58,647	275,793	1,175,159	18,739	79,845
259.36	millones de dólares	2020	469,760	1,644,159	27,301	95,555	401,821	1,808,192	27,301	122,856
491.64	millones de dólares	2029	469,964	5,983,776	27,313	347,763	401,995	5,520,365	27,313	375,076
745.13	millones de dólares	2032	1,036,525	9,500,127	60,242	552,123	886,616	9,012,782	60,240	612,365
609.39	millones de dólares	2036	350,382	7,007,634	20,363	407,267	299,708	6,293,858	20,363	427,630
Suma deuda externa			5,208,365	25,181,975	302,698	1,463,515	2,843,548	25,995,120	193,201	1,766,214

Valor del crédito	Vigencia del contrato	2015 Moneda Nacional		2014 Moneda Nacional	
		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Deuda interna					
4,526.37 millones de pesos	2015			70,939	
2,265.65 millones de pesos	2016	880,824	36,598	1,331,121	917,423
14,805.54 millones de pesos	2017	128,806	54,773	160,023	183,576
5,548.74 millones de pesos	2018	1,191,133	2,685,275	1,660,044	3,876,406
7,969.18 millones de pesos	2019	807,327	2,525,385	876,949	3,302,803
1,147.26 millones de pesos	2020	927,830	3,171,441	956,150	4,099,274
15,945.19 millones de pesos	2021	145,502	597,548	121,828	743,054
6,780.49 millones de pesos	2022	1,752,492	8,524,334	1,884,651	10,276,824
19,442.74 millones de pesos	2023	427,384	2,971,817	467,441	3,061,781
9,582.34 millones de pesos	2024	1,591,847	10,345,495	1,052,423	7,479,642
5,188.57 millones de pesos	2025	882,939	7,018,477	305,407	2,123,650
2,491.18 millones de pesos	2032	429,234	2,752,888	520,546	3,140,895
16,048.53 millones de pesos	2036	83,664	1,673,288	83,664	1,756,952
4,526.37 millones de pesos	2042	700,191	13,493,925	726,944	14,194,116
Suma deuda interna		<u>9,949,173</u>	<u>55,851,244</u>	<u>10,218,130</u>	<u>55,156,396</u>
Total CEBURES			<u>81,033,219</u>		<u>81,151,516</u>
Total deuda externa e interna de PIDIREGAS y CEBURES		<u>\$ 15,157,538</u>	<u>\$ 81,042,040</u>	<u>\$ 13,061,678</u>	<u>\$ 81,160,337</u>

Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre 2014, las deudas contratadas para la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS, se incluyen en forma detallada como sigue:

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
		PIDIREGAS												
DEUDA EXTERNA														
4 Unidades integrales geotermoelectricas con capacidad total de 100 MW para la C. G. Cerro Prieto IV	103.34 millones de dólares estadounidenses	71.32 millones de dólares estadounidenses de intereses	103.34 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 1,444.57 millones (98.15 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 1,520,899					\$ 76,328	\$ 5,186	\$ -	
				<u>Intereses</u> \$ 1,045.92 millones (71.06 millones de dólares estadounidenses)										
		5.66 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 82.48 millones (5.60 millones de dólares estadounidenses)										
1 módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 423.3 MW, de la C. C. Chihuahua	277.37 millones de dólares estadounidenses	157.72 millones de dólares estadounidenses de intereses	277.37 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 3,867.43 millones (262.77 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2016	\$ 4,082,272	\$ 201,295		\$ 11,699		\$ 42,656	\$ 172,183	\$ 2,898 \$ 11,699	
				<u>Intereses</u> \$ 2,301.99 millones (156.41 millones de dólares estadounidenses)										
		6.40 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 89.95 millones (6.11 millones de dólares estadounidenses)										
Un módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 497.6 MW, de la C. C. C. Rosarito III	307.85 millones de dólares estadounidenses	338.46 millones de dólares estadounidenses de intereses	307.85 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 2,605.50 millones (177.03 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2016	\$ 4,530,986	\$ 2,251,046		\$ 130,825		\$ 1,925,487		\$ 130,825	
				<u>Intereses</u> \$ 4,631.13 millones (314.66 millones de dólares estadounidenses)										
		37.91 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 518.24 millones (35.21 millones de dólares estadounidenses)										
3 Módulos de ciclo combinado tipo multiflecha, con una capacidad de generación nominal de 168.6 MW cada uno, para la C. C. C. Samalayuca II, M - 1, 2 y 3.	701.22 millones de dólares estadounidenses	578.47 millones de dólares estadounidenses de intereses	701.22 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 8,869.60 millones (602.64 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2019	\$ 10,320,554	\$ 364,746	\$ 1,009,107	\$ 21,198	\$ 58,647	\$ 275,793	\$ 1,175,159	\$ 18,739 \$ 79,845	
				<u>Intereses</u> \$ 8,065.70 millones (548.02 millones de dólares estadounidenses)										
		86.67 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 1,165.25 millones (79.17 millones de dólares estadounidenses)										
L. T. 215 Sureste Peninsular	131.22 millones de dólares estadounidenses	123.63 millones de dólares estadounidenses de intereses	131.22 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 1,806.06 millones (122.71 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 1,417,806					\$ 125,240	\$ 8,509		
				<u>Intereses</u> \$ 1,813.50 millones (123.22 millones de dólares estadounidenses)										
		16.20 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 235.24 millones (15.98 millones de dólares estadounidenses)										
SE 213 SF6 Potencia Y Distribución	175.18 millones de dólares estadounidenses	162.86 millones de dólares estadounidenses de intereses	175.18 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 2,226.89 millones (170.30 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 921,458								
				<u>Intereses</u> \$ 2,126.34 millones (162.61 millones de dólares estadounidenses)										

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera		
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	
		8.16 millón de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios		<u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 105.86 millones (8.10 millones de dólares estadounidenses)											
SE 218 SF6 Noroeste	50.66 millones de dólares estadounidenses	34.29 millones de dólares estadounidenses de intereses	50.66 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 707.89 millones (48.10 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 502.63 millones (34.15 millones de dólares estadounidenses) <u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 18.57 millones (1.26 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 745,568					\$ 37,678		\$ 2,560		
C. H. Manuel Moreno Torres (2a Etapa)	71.09 millones de dólares estadounidenses	26.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	71.09 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 947.64 millones (64.39 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 383.08 millones (26.03 millones de dólares estadounidenses) <u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 38.84 millones (2.64 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 1,046,238				\$ 75,097	\$ 23,501	\$ 5,102	\$ 1,597		
L.T. 406 Red Asociada A Tuxpan II, III Y IV	119.47 millones de dólares estadounidenses	43.95 millones de dólares estadounidenses de intereses	119.47 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 1,758.33 millones (119.47 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 646.82 millones (43.95 millones de dólares estadounidenses) <u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 1.92 millones (0.13 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 1,562,225									
CC El Sauz Conversión de T. G. a C. C.	54.49 millones de dólares estadounidenses	15.65 millones de dólares estadounidenses de intereses	54.49 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 732.22 millones (49.75 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 228.06 millones (15.50 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 801,957				\$ 69,735		\$ 4,738			
L. T. 414 Norte - Occidental	63.01 millones de dólares estadounidenses	19.49 millones de dólares estadounidenses de intereses	63.01 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 927.40 millones (63.01 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 286.91 millones (19.49 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 823,963									
L. T. 502 Oriental-Norte	3.80 millones de dólares estadounidenses	1.16 millones de dólares estadounidenses de intereses	3.80 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 53.11 millones (3.61 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 16.94 millones (1.15 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 55,910				\$ 2,796		\$ 190			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal			Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera		
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	
														Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015
C. C. I. Baja California Sur I	51.91 millones de dólares estadounidenses	16.23 millones de dólares estadounidenses de intereses	51.91 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 646.55 millones (43.93 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 230.27 millones (15.65 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 764,069					\$ 53,930	\$ 63,593	\$ 3,664	\$ 4,321
L. T. 610 Transmisión Noroeste-Norte	22.17 millones de dólares estadounidenses	7.50 millones de dólares estadounidenses de intereses	22.17 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 308.15 millones (20.94 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 109.92 millones (7.47 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 14.72 millones (1.00 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 326,280					\$ 18,127	\$ -	\$ -	\$ 1,232
L. T. 612 Subtransmisión Norte-Noreste	5.01 millones de dólares estadounidenses	1.53 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.01 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 70.08 millones (4.76 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 22.43 millones (1.52 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 73,773					\$ 3,689	\$ -	\$ -	\$ 251
L. T. 613 Subtransmisión Occidental	6.65 millones de dólares estadounidenses	2.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	6.65 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 92.39 millones (6.28 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 33.03 millones (2.24 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 97,824					\$ 5,435	\$ -	\$ -	\$ 369
L. T. 614 Subtransmisión Oriental	12.17 millones de dólares estadounidenses	3.67 millones de dólares estadounidenses de intereses	12.17 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 170.21 millones (11.56 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 53.74 millones (3.65 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 179,171					\$ 8,959		\$ 609	
SE 607 Sistema Bajo - Oriental	4.65 millones de dólares estadounidenses	1.27 millones de dólares estadounidenses de intereses	4.65 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 68.45 millones (4.65 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 18.62 millones (1.27 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 0.07 millones (0 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 60,818								
Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	13.12 millones de dólares estadounidenses	3.98 millones de dólares estadounidenses de intereses	13.12 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 183.48 millones (12.47 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 58.28 millones (3.96 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 193,141					\$ 9,657		\$ 656	
OPF 062 CCE Pacifico	259.36 millones de dólares estadounidenses	64.81 millones de dólares estadounidenses de intereses	259.36 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 1,607.28 millones (109.21 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2020	\$ 3,817,295	\$ 469,760	\$ 1,644,159	\$ 27,301	\$ 95,555	\$ 401,821	\$ 1,808,192	\$ 27,301	\$ 122,856

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera		
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	
				<u>Intereses</u> \$ 403.39 millones (41.00 millones de dólares estadounidenses) <u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 0.49 millones (0.03 millones de dólares estadounidenses)											
C.H. El Cajón	607.39 millones de dólares estadounidenses	130.01 millones de dólares estadounidenses de intereses	407.39 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 2,345.93 millones (159.39 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 1,296.84 millones (88.11 millones de dólares estadounidenses) <u>Impuestos y honorarios fiduciarios</u> \$ 384.64 millones (26.13 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2036	\$ 8,939,492			\$ 299,708	\$ 6,293,858	\$ 20,363	\$ 427,630			
L. T. 710 Red Asociada a CC Altamira V	12.96 millones de dólares estadounidenses	4.03 millones de dólares estadounidenses de intereses	12.96 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 180.12 millones (12.24 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 58.97 millones (4.01 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 190,712			\$ 10,595	\$ -	\$ 720				
RM Botello	5.71 millones de dólares estadounidenses	1.84 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.71 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 79.42 millones (5.40 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 26.97 millones (1.83 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 84,087			\$ 4,672		\$ 317				
RM Carbón II	7.00 millones de dólares estadounidenses	2.34 millones de dólares estadounidenses de intereses	7.00 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 97.37 millones (6.62 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 34.34 millones (2.33 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 103,095			\$ 5,728		\$ 389				
RM Dos Bocas	12.96 millones de dólares estadounidenses	4.29 millones de dólares estadounidenses de intereses	12.96 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 180.19 millones (12.24 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 62.82 millones (4.27 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 190,793			\$ 10,600		\$ 720				
RM Gómez Palacio	9.56 millones de dólares estadounidenses	2.66 millones de dólares estadounidenses de intereses	9.56 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 133.62 millones (9.08 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 38.90 millones (2.64 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 140,653			\$ 7,033		\$ 478				
RM Ixtaczoquitlan	0.82 millones de dólares estadounidenses	.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	0.82 millones de dólares estadounidenses	<u>Principal</u> \$ 11.45 millones (0.78 millones de dólares estadounidenses) <u>Intereses</u> \$ 3.69 millones (0.25 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 12,124			\$ 674	\$ -	\$ 46				

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal			Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera		
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	
														Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015
RM Tuxpango	1.74 millones de dólares estadounidenses	0.56 millones de dólares estadounidenses de intereses	1.74 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 24.20 millones (1.64 millones de dólares estadounidenses) Intereses 8.22 millones (0.56 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 25,623					\$ 1,424	\$ -	\$ 97	
RM CT Valle de México	5.79 millones de dólares estadounidenses	1.73 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.79 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 80.96 millones (5.50 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 25.37 millones (1.72 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 21.56 millones (1.46 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	\$ 85,217					\$ 4,261	\$ -	\$ 290	
RM CT Carbón II Unidades 2 y 4	4.04 millones de dólares estadounidenses	1.31 millones de dólares estadounidenses de intereses	4.04 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 56.19 millones (3.82 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 19.19 millones (1.30 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2018	\$ 59,499					\$ 3,305	\$ -	\$ 225	
OPF 026 C.H. Manuel Moreno Torres (2a Etapa)	509.20 millones de pesos mexicanos	237.48 millones de pesos mexicanos	509.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 416.60 millones	Hasta el año 2018	\$ 509,202	\$ 27,475	\$ -	\$ 1,597					
OPF 048 CCI Baja California Sur I	52.88 millones de pesos mexicanos	11.25 millones de pesos mexicanos	52.88 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 2.79 millones	Hasta el año 2018	\$ 52,878	\$ 37,172	\$ 37,172	\$ 2,160	\$ 2,160				
OPF 063 CH El Cajón	2,491.18 millones de pesos mexicanos	3,205.97 millones de pesos mexicanos	2,491.18 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 566.90 millones Intereses \$ 1,244.45 millones	Hasta el año 2036	\$ 2,491,179	\$ 350,382	\$ 7,007,634	\$ 20,363	\$ 407,267				
OPF 181 RM CN Laguna Verde	491.64 millones de dólares estadounidenses	201.51 millones de dólares estadounidenses de intereses	491.64 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 1,313.56 millones (89.25 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 951.76 millones (64.67 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2029	\$ 7,235,917	\$ 469,964	\$ 5,983,776	\$ 27,313	\$ 347,763	\$ 401,995	\$ 5,520,365	\$ 27,313	\$ 375,076
OPF 222 CCC Reponenciación CT Manzanillo-1 Y 2	664.98 millones de dólares estadounidenses	132.73 millones de dólares estadounidenses de intereses	664.98 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 1,034.58 millones (70.29 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 472.14 millones (32.08 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2032	\$ 9,787,131	\$ 959,910	\$ 8,312,597	\$ 55,788	\$ 483,108	\$ 821,082	\$ 7,931,465	\$ 55,788	\$ 538,896
OPF 217 RM CCC El Sauz Paquete 1	80.15 millones de dólares estadounidenses	19.15 millones de dólares estadounidenses de intereses	80.15 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 32.77 millones (2.23 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 16.58 millones (1.13 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2032	\$ 1,179,618	\$ 76,615	\$ 1,187,530	\$ 4,454	\$ 69,015	\$ 65,530	\$ 1,081,317	\$ 4,453	\$ 73,469

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
TOTAL DEUDA EXTERNA							5,208,365	25,181,975	302,698	1,463,515	2,843,548	25,995,120	193,203	1,746,214
OPF 025 CG Los Azufres II y Campo Geotérmico	890.44 millones de pesos mexicanos	381.04 millones de pesos mexicanos	890.44 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 827.07 millones Intereses \$ 371.85 millones	Hasta el año 2018	\$ 890,438	\$ 63,367			\$ -	\$ 63,367			
OPF 026 C.H. Manuel Moreno Torres (2a Etapa)	509.20 millones de pesos mexicanos	237.48 millones de pesos mexicanos	509.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 416.60 millones Intereses \$ 222.07 millones	Hasta el año 2018	\$ 509,202	\$ 92,598			\$ -	\$ 92,598			
OPF 027 LT 406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	31.43 millones de pesos mexicanos	6.55 millones de pesos mexicanos	31.43 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 2.01 millones	Hasta el año 2018	\$ 31,429	\$ 31,429			\$ -	\$ 31,429			
OPF 028 LT 407 RED Asociada a Altamira II, III y IV	430.07 millones de pesos mexicanos	175.90 millones de pesos mexicanos	430.07 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 385.65 millones Intereses \$ 168.61 millones	Hasta el año 2018	\$ 430,073	\$ 44,428			\$ -	\$ 44,428			
OPF 030 LT 411 Sistema Nacional	527.33 millones de pesos mexicanos	227.33 millones de pesos mexicanos	527.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 488.87 millones Intereses \$ 219.95 millones	Hasta el año 2018	\$ 527,335	\$ 38,465			\$ -	\$ 38,465			
OPF 031 LT 409 Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a Etapa)	2,027.16 millones de pesos mexicanos	857.47 millones de pesos mexicanos	2,027.16 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,860.77 millones Intereses \$ 831.33 millones	Hasta el año 2018	\$ 2,027,159	\$ 166,384			\$ -	\$ 166,384			
OPF 033 SE 402 Oriental - Peninsular	47.33 millones de pesos mexicanos	17.08 millones de pesos mexicanos	47.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 44.96 millones Intereses \$ 17.06 millones	Hasta el año 2015	\$ 47,329	\$ -			\$ 2,366	\$ -			
OPF 038 CC El Sauz Conversión de TG a CC	668.35 millones de pesos mexicanos	274.89 millones de pesos mexicanos	668.35 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 605.80 millones Intereses \$ 264.57 millones	Hasta el año 2018	\$ 668,354	\$ 62,549			\$ -	\$ 62,549			
OPF 039 LT 414 Norte - Occidental	33.89 millones de pesos mexicanos	7.06 millones de pesos mexicanos	33.89 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 2.17 millones	Hasta el año 2018	\$ 33,887	\$ 33,887			\$ -	\$ 33,887			
OPF 041 LT 506 Sattillo - Cañada	2,156.81 millones de pesos mexicanos	904.28 millones de pesos mexicanos	2,156.81 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 2,012.08 millones Intereses \$ 883.30 millones	Hasta el año 2018	\$ 2,156,805	\$ 144,724			\$ -	\$ 144,724			
OPF 042 LT 715 Red Asociada de la Central Tamanzunchale	1,166.18 millones de pesos mexicanos	430.27 millones de pesos mexicanos	1,166.18 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 904.13 millones Intereses \$ 407.26 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,166,182	\$ 81,220	\$ 60,276		\$ 120,551	\$ 141,496			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 043 LT 509 Red Asociada de la Central Rio Bravo III	497.45 millones de pesos mexicanos	223.05 millones de pesos mexicanos	497.45 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 472.58 millones Intereses \$ 219.17 millones	Hasta el año 2018	\$ 497,449		\$ 24,872		\$ -	\$ 24,872			
OPF 045 SE 413 Noroeste - Occidental	406.93 millones de pesos mexicanos	171.72 millones de pesos mexicanos	406.93 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 371.84 millones Intereses \$ 166.58 millones	Hasta el año 2018	\$ 406,927		\$ 35,090		\$ -	\$ 35,090			
OPF 048 CCI Baja California Sur I	52.88 millones de pesos mexicanos	11.25 millones de pesos mexicanos	52.88 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 2.79 millones	Hasta el año 2018	\$ 52,878		\$ 52,878		\$ -	\$ 52,878			
OPF 049 LT 609 Transmisión Noroeste - Occidental	1,378.65 millones de pesos mexicanos	525.52 millones de pesos mexicanos	1,378.65 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,240.79 millones Intereses \$ 514.93 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,378,651		\$ 68,933		\$ 68,933	\$ 68,933			
OPF 050 LT 610 Transmisión Noroeste - Norte	1,455.83 millones de pesos mexicanos	646.80 millones de pesos mexicanos	1,455.83 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,259.81 millones Intereses \$ 625.54 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,455,827	\$ 26,490	\$ 143,039		\$ 26,490	\$ 169,529			
OPF 051 LT 612 Subtransmisión Norte - Noreste	261.41 millones de pesos mexicanos	90.35 millones de pesos mexicanos	261.41 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 229.63 millones Intereses \$ 89.27 millones	Hasta el año 2016	\$ 261,406	\$ 12,096	\$ -		\$ 19,679	\$ 12,096			
OPF 052 LT 613 Subtransmisión Occidental	237.45 millones de pesos mexicanos	114.60 millones de pesos mexicanos	237.45 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 216.10 millones Intereses \$ 110.94 millones	Hasta el año 2018	\$ 237,452		\$ 21,036		\$ 316	\$ 21,036			
OPF 053 LT 614 Subtransmisión Oriental	48.72 millones de pesos mexicanos	19.31 millones de pesos mexicanos	48.72 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 41.91 millones Intereses \$ 18.99 millones	Hasta el año 2016	\$ 48,715	\$ 84	\$ -		\$ 1,834	\$ 84			
OPF 054 LT 615 Subtransmisión Peninsular	286.27 millones de pesos mexicanos	113.60 millones de pesos mexicanos	286.27 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 242.98 millones Intereses \$ 111.53 millones	Hasta el año 2016	\$ 286,271	\$ 1,954	\$ -		\$ 12,174	\$ 1,954			
OPF 057 LT 1012 Red de Transm. Asociada a la CCC Baja California	139.17 millones de pesos mexicanos	34.15 millones de pesos mexicanos	139.17 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 87.90 millones Intereses \$ 31.04 millones	Hasta el año 2018	\$ 139,168	\$ 14,649	\$ 21,974		\$ 14,649	\$ 36,623			
OPF 058 SE 607 Sistema Bajío - Oriental	810.22 millones de pesos mexicanos	333.06 millones de pesos mexicanos	810.22 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 766.61 millones Intereses \$ 325.29 millones	Hasta el año 2018	\$ 810,224		\$ 43,613		\$ -	\$ 43,613			
OPF 059 SE 611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	330.91 millones de pesos mexicanos	112.47 millones de pesos mexicanos	330.91 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 247.06 millones Intereses \$ 105.30 millones	Hasta el año 2016	\$ 330,910	\$ 17,809	\$ -		\$ 31,018	\$ 17,809			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)					
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal			Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015		Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
						Principal	Intereses	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 060 SUV Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	1,091.40 millones de pesos mexicanos	393.56 millones de pesos mexicanos	1,091.40 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 894.92 millones Intereses \$ 384.29 millones	Hasta el año 2016	\$ 1,091,405	\$ 23,072	\$ -			\$ 62,973	\$ 23,072			
OPF 061 CC Hermosillo Conversión de TG a CC	813.96 millones de pesos mexicanos	277.83 millones de pesos mexicanos	813.96 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 728.28 millones Intereses \$ 271.24 millones	Hasta el año 2018	\$ 813,960		\$ 42,840			\$ 42,840	\$ 42,840			
OPF 062 CCE Pacífico	4,414.02 millones de pesos mexicanos	1,294.24 millones de pesos mexicanos	4,414.02 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,630.62 millones Intereses \$ 801.80 millones	Hasta el año 2022	\$ 4,714,993	\$ 561,243	\$ 1,365,238			\$ 578,948	\$ 1,926,481			
OPF 063 CH El Cajón	2,491.18 millones de pesos mexicanos	3,205.97 millones de pesos mexicanos	2,491.18 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 566.90 millones Intereses \$ 1,244.45 millones	Hasta el año 2036	\$ 2,491,179	\$ 83,664	\$ 1,673,288			\$ 83,664	\$ 1,756,952			
OPF 064 LT 723 Líneas Centro	70.93 millones de pesos mexicanos	23.13 millones de pesos mexicanos	70.93 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 57.34 millones Intereses \$ 22.54 millones	Hasta el año 2016	\$ 70,935	\$ 1,298	\$ -			\$ 4,963	\$ 1,298			
OPF 065 LT 714 Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	747.40 millones de pesos mexicanos	236.64 millones de pesos mexicanos	747.40 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 593.82 millones Intereses \$ 225.78 millones	Hasta el año 2018	\$ 747,404	\$ 38,396	\$ 38,396			\$ 76,792	\$ 76,792			
OPF 066 LT 710 Red de Transmisión Asociada a Altamira V	679.57 millones de pesos mexicanos	271.91 millones de pesos mexicanos	679.57 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 507.80 millones Intereses \$ 252.97 millones	Hasta el año 2018	\$ 679,567	\$ 52,794	\$ 52,984			\$ 65,990	\$ 105,778			
OPF 068 LT 718 Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	1,206.46 millones de pesos mexicanos	403.53 millones de pesos mexicanos	1,206.46 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 311.65 millones Intereses \$ 192.09 millones	Hasta el año 2023	\$ 1,206,461	\$ 120,985	\$ 528,917			\$ 122,456	\$ 649,902			
OPF 070 LT 717 Riviera Maya	422.14 millones de pesos mexicanos	204.78 millones de pesos mexicanos	422.14 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 401.03 millones Intereses \$ 201.72 millones	Hasta el año 2018	\$ 422,139	\$ -	\$ 21,107			\$ -	\$ 21,107			
OPF 071 PRR Presa Reguladora Amata	144.42 millones de pesos mexicanos	51.24 millones de pesos mexicanos	144.42 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 137.20 millones Intereses \$ 51.18 millones	Hasta el año 2015	\$ 144,418	\$ -	\$ -			\$ 7,221	\$ -			
OPF 072 RM Adolfo López Mateos	329.18 millones de pesos mexicanos	117.10 millones de pesos mexicanos	329.18 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 312.30 millones Intereses \$ 116.94 millones	Hasta el año 2015	\$ 329,182	\$ -	\$ -			\$ 16,882	\$ -			
OPF 074 RM Botello	8.28 millones de pesos mexicanos	1.78 millones de pesos mexicanos	8.28 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 0.41 millones	Hasta el año 2018	\$ 8,277	\$ -	\$ 8,277			\$ -	\$ 8,277			
OPF 075 RM Carbón II	52.19 millones de pesos mexicanos	22.93 millones de pesos mexicanos	52.19 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 39.94 millones Intereses \$ 20.95 millones	Hasta el año 2018	\$ 52,191	\$ -	\$ 12,250			\$ -	\$ 12,250			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 076 RM Carlos Rodríguez Rivero	205.00 millones de pesos mexicanos	66.44 millones de pesos mexicanos	205.00 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 173.36 millones Intereses \$ 65.57 millones	Hasta el año 2016	\$ 204,997	\$ 10,546	\$ -		\$ 21,091	\$ 10,546			
OPF 077 RM Dos Bocas	18.78 millones de pesos mexicanos	4.03 millones de pesos mexicanos	18.78 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 0.93 millones	Hasta el año 2018	\$ 18,781	\$ -	\$ 18,781		\$ -	\$ 18,781			
OPF 079 RM Francisco Pérez Ríos	1,385.32 millones de pesos mexicanos	399.62 millones de pesos mexicanos	1,385.32 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 900.46 millones Intereses \$ 360.86 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,385,321	\$ 138,532	\$ 207,798		\$ 138,532	\$ 346,330			
OPF 080 RM Gomez Palacio	219.77 millones de pesos mexicanos	66.16 millones de pesos mexicanos	219.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 185.07 millones Intereses \$ 65.20 millones	Hasta el año 2016	\$ 219,766	\$ 11,567	\$ -		\$ 23,133	\$ 11,567			
OPF 082 RM Huinala	6.26 millones de pesos mexicanos	2.02 millones de pesos mexicanos	6.26 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 5.93 millones Intereses \$ 2.02 millones	Hasta el año 2015	\$ 6,264	\$ -	\$ -		\$ 330	\$ -			
OPF 083 RM Itzaczoquttlan	1.19 millones de pesos mexicanos	0.26 millones de pesos mexicanos	1.19 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 0.06 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,193	\$ -	\$ 1,193		\$ -	\$ 1,193			
OPF 084 RM José Aceves Pozos (Mazatlán II)	150.12 millones de pesos mexicanos	41.99 millones de pesos mexicanos	150.12 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 126.42 millones Intereses \$ 41.17 millones	Hasta el año 2016	\$ 150,124	\$ 7,901	\$ -		\$ 15,803	\$ 7,901			
OPF 087 RM Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	525.50 millones de pesos mexicanos	188.45 millones de pesos mexicanos	525.50 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 498.57 millones Intereses \$ 188.20 millones	Hasta el año 2015	\$ 525,495	\$ -	\$ -		\$ 26,925	\$ -			
OPF 090 RM Puerto Libertad	142.41 millones de pesos mexicanos	51.40 millones de pesos mexicanos	142.41 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 135.29 millones Intereses \$ 51.34 millones	Hasta el año 2015	\$ 142,408	\$ -	\$ -		\$ 7,120	\$ -			
OPF 091 RM Punta Prieta	131.63 millones de pesos mexicanos	43.60 millones de pesos mexicanos	131.63 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 105.31 millones Intereses \$ 41.90 millones	Hasta el año 2018	\$ 131,634	\$ 6,582	\$ 6,582		\$ 13,163	\$ 13,163			
OPF 092 RM Salamanca	344.54 millones de pesos mexicanos	121.61 millones de pesos mexicanos	344.54 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 323.39 millones Intereses \$ 121.32 millones	Hasta el año 2016	\$ 344,537	\$ 1,733	\$ -		\$ 19,409	\$ 1,733			
OPF 093 RM Tuxpango	168.84 millones de pesos mexicanos	60.64 millones de pesos mexicanos	168.84 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 148.81 millones Intereses \$ 58.88 millones	Hasta el año 2018	\$ 168,844	\$ -	\$ 11,276		\$ 8,754	\$ 11,276			
OPF 095 SE 722 Norte	83.36 millones de pesos mexicanos	30.10 millones de pesos mexicanos	83.36 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 78.97 millones	Hasta el año	\$ 83,355	\$ -	\$ -		\$ 4,387	\$ -			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato 2015	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)								
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera						
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo					
				Intereses \$ 30.06 millones															
OPF 098 SE 705 Capacitores	37.08 millones de pesos mexicanos	13.11 millones de pesos mexicanos	37.08 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 35.23 millones	Hasta el año 2015	\$ 37,081	\$ -	\$ -			\$ 1,854	\$ -							
				Intereses \$ 13.10 millones															
OPF 099 SE 708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	482.20 millones de pesos mexicanos	181.50 millones de pesos mexicanos	482.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 433.98 millones	Hasta el año 2018	\$ 482,201	\$ -	\$ 24,110			\$ 24,110	\$ 24,110							
				Intereses \$ 177.80 millones															
OPF 100 SLT 701 Occidente - Centro	863.33 millones de pesos mexicanos	270.72 millones de pesos mexicanos	863.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 619.61 millones	Hasta el año 2018	\$ 863,327	\$ 69,937	\$ 84,667			\$ 89,113	\$ 154,604							
				Intereses \$ 252.33 millones															
OPF 101 SLT 702 Sureste -Peninsular	321.31 millones de pesos mexicanos	112.24 millones de pesos mexicanos	321.31 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 223.99 millones	Hasta el año 2019	\$ 321,310	\$ 27,506	\$ 37,166			\$ 32,647	\$ 64,672							
				Intereses \$ 99.34 millones															
OPF 102 SLT 703 Noreste - Norte	210.31 millones de pesos mexicanos	69.36 millones de pesos mexicanos	210.31 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 176.74 millones	Hasta el año 2016	\$ 210,312	\$ 12,330	\$ -			\$ 21,242	\$ 12,330							
				Intereses \$ 67.68 millones															
OPF 103 SLT 704 Baja California - Noroeste	73.23 millones de pesos mexicanos	26.10 millones de pesos mexicanos	73.23 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 69.38 millones	Hasta el año 2015	\$ 73,235	\$ -	\$ -			\$ 3,854	\$ -							
				Intereses \$ 26.38 millones															
OPF 104 SLT 706 Sistemas Norte	1869.57 millones de pesos mexicanos	614.81 millones de pesos mexicanos	1869.57 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,429.50 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,869,573	\$ 98,100	\$ 196,462			\$ 145,516	\$ 294,562							
				Intereses \$ 581.88 millones															
OPF 105 SLT 709 Sistemas Sur	1074.93 millones de pesos mexicanos	378.04 millones de pesos mexicanos	1074.93 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 961.78 millones	Hasta el año 2018	\$ 1,074,932	\$ -	\$ 56,575			\$ 56,575	\$ 56,575							
				Intereses \$ 369.35 millones															
OPF 106 CC Conversión El Encino de TG a CC	809.85 millones de pesos mexicanos	318.16 millones de pesos mexicanos	809.85 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 607.39 millones	Hasta el año 2018	\$ 809,849	\$ 80,985	\$ 40,492			\$ 80,985	\$ 121,477							
				Intereses \$ 299.34 millones															
OPF 107 CCI Baja California Sur II	658.77 millones de pesos mexicanos	190.48 millones de pesos mexicanos	658.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 512.38 millones	Hasta el año 2016	\$ 658,772	\$ 36,598	\$ 36,598			\$ 73,197	\$ 73,197							
				Intereses \$ 179.87 millones															
OPF 108 LT 807 Durango I	370.59 millones de pesos mexicanos	123.36 millones de pesos mexicanos	370.59 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 318.88 millones	Hasta el año 2016	\$ 370,591	\$ 16,539	\$ -			\$ 35,173	\$ 16,539							
				Intereses \$ 121.97 millones															
OPF 110 RM CCC Tula	57.43 millones de pesos mexicanos	15.88 millones de pesos mexicanos	57.43 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 48.11 millones	Hasta el año 2016	\$ 57,428	\$ 3,106	\$ -			\$ 6,212	\$ 3,106							
				Intereses \$ 15.55 millones															

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 111 RM CG Cerro Prieto (US)	413.34 millones de pesos mexicanos	195.86 millones de pesos mexicanos	413.34 millones de pesos mexicanos	\$ 186.00 millones Intereses \$ 142.02 millones	Hasta el año 2019	\$ 413,338	\$ 41,334	\$ 144,668			\$ 41,334	\$ 186,002		
OPF 112 RM CT Carbon II Unidades 2 y 4	101.99 millones de pesos mexicanos	33.10 millones de pesos mexicanos	101.99 millones de pesos mexicanos	\$ 86.02 millones Intereses \$ 31.35 millones	Hasta el año 2018	\$ 101,994	\$ -	\$ 10,917			\$ 5,060	\$ 10,917		
OPF 113 RM CT Emilio Portes Gil Unidad 4	389.24 millones de pesos mexicanos	99.90 millones de pesos mexicanos	389.24 millones de pesos mexicanos	\$ 320.01 millones Intereses \$ 97.22 millones	Hasta el año 2017	\$ 389,238	\$ 23,948	\$ 2,616			\$ 42,668	\$ 26,562		
OPF 114 RM CT Francisco Perez Rios Unidad 5	345.18 millones de pesos mexicanos	115.23 millones de pesos mexicanos	345.18 millones de pesos mexicanos	\$ 276.15 millones Intereses \$ 111.31 millones	Hasta el año 2018	\$ 345,182	\$ 17,259	\$ 17,259			\$ 34,518	\$ 34,518		
OPF 117 RM CT Pde. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	481.60 millones de pesos mexicanos	141.63 millones de pesos mexicanos	481.60 millones de pesos mexicanos	\$ 366.40 millones Intereses \$ 135.55 millones	Hasta el año 2017	\$ 481,597	\$ 42,411	\$ 23,988			\$ 48,798	\$ 66,398		
OPF 118 RM Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	224.01 millones de pesos mexicanos	64.55 millones de pesos mexicanos	224.01 millones de pesos mexicanos	\$ 177.17 millones Intereses \$ 62.30 millones	Hasta el año 2017	\$ 224,010	\$ 17,513	\$ 5,702			\$ 23,623	\$ 23,215		
OPF 122 SE 811 Noroeste	120.48 millones de pesos mexicanos	38.90 millones de pesos mexicanos	120.48 millones de pesos mexicanos	\$ 102.41 millones Intereses \$ 38.40 millones	Hasta el año 2016	\$ 120,480	\$ 6,024	\$ -			\$ 12,048	\$ 6,024		
OPF 123 SE 812 Golfo Norte	57.31 millones de pesos mexicanos	18.19 millones de pesos mexicanos	57.31 millones de pesos mexicanos	\$ 48.26 millones Intereses \$ 17.91 millones	Hasta el año 2016	\$ 57,305	\$ 3,015	\$ -			\$ 6,030	\$ 3,015		
OPF 124 SE 813 Division Bajío	582.59 millones de pesos mexicanos	161.52 millones de pesos mexicanos	582.59 millones de pesos mexicanos	\$ 406.69 millones Intereses \$ 151.49 millones	Hasta el año 2018	\$ 582,587	\$ 56,291	\$ 60,633			\$ 58,975	\$ 116,924		
OPF 126 SLT 801 Altiplano	924.70 millones de pesos mexicanos	282.19 millones de pesos mexicanos	924.70 millones de pesos mexicanos	\$ 714.32 millones Intereses \$ 267.43 millones	Hasta el año 2018	\$ 924,704	\$ 57,715	\$ 57,715			\$ 94,957	\$ 115,430		
OPF 127 SLT 802 Tamauilipas	776.33 millones de pesos mexicanos	243.25 millones de pesos mexicanos	776.33 millones de pesos mexicanos	\$ 543.43 millones Intereses \$ 226.30 millones	Hasta el año 2018	\$ 776,331	\$ 77,633	\$ 77,633			\$ 77,633	\$ 155,266		
OPF 128 SLT 803 Noine	721.47 millones de pesos mexicanos	208.70 millones de pesos mexicanos	721.47 millones de pesos mexicanos	\$ 551.93 millones Intereses \$ 199.12 millones	Hasta el año 2018	\$ 721,468	\$ 61,104	\$ 33,841			\$ 74,597	\$ 94,945		
OPF 130 SLT 806 Bajío	1,044.56 millones de pesos mexicanos	340.76 millones de pesos mexicanos	1,044.56 millones de pesos mexicanos	\$ 661.40 millones Intereses \$ 297.44 millones	Hasta el año 2020	\$ 1,044,564	\$ 52,228	\$ 206,483			\$ 104,456	\$ 258,711		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 132 CE La Venta II	1,178.20 millones de pesos mexicanos	523.93 millones de pesos mexicanos	1,178.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 549.83 millones Intereses \$ 438.83 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,178,204	\$ 78,547	\$ 471,282		\$ 78,547	\$ 549,829			
OPF 136 LT 904 Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	74.80 millones de pesos mexicanos	29.84 millones de pesos mexicanos	74.80 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 59.84 millones Intereses \$ 28.62 millones	Hasta el año 2016	\$ 74,804	\$ 7,480	\$ -		\$ 7,480	\$ 7,480			
OPF 138 SE 911 Noreste	98.36 millones de pesos mexicanos	28.30 millones de pesos mexicanos	98.36 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 73.77 millones Intereses \$ 27.25 millones	Hasta el año 2017	\$ 98,359	\$ 9,836	\$ 4,918		\$ 9,836	\$ 14,754			
OPF 139 SE 912 División Oriente	160.79 millones de pesos mexicanos	53.68 millones de pesos mexicanos	160.79 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 93.01 millones Intereses \$ 43.26 millones	Hasta el año 2019	\$ 160,787	\$ 16,910	\$ 33,960		\$ 16,910	\$ 50,870			
OPF 140 SE 914 División Centro Sur	28.05 millones de pesos mexicanos	8.28 millones de pesos mexicanos	28.05 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 14.02 millones Intereses \$ 6.33 millones	Hasta el año 2019	\$ 28,049	\$ 1,402	\$ 9,817		\$ 2,805	\$ 11,219			
OPF 141 SE 915 Occidental	122.00 millones de pesos mexicanos	32.41 millones de pesos mexicanos	122.00 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 79.30 millones Intereses \$ 29.82 millones	Hasta el año 2018	\$ 121,999	\$ 12,200	\$ 18,300		\$ 12,200	\$ 30,500			
OPF 142 SLT 901 Pacífico	431.09 millones de pesos mexicanos	116.26 millones de pesos mexicanos	431.09 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 256.47 millones Intereses \$ 103.63 millones	Hasta el año 2018	\$ 431,093	\$ 44,647	\$ 85,326		\$ 44,647	\$ 129,973			
OPF 143 SLT 902 Istmo	893.03 millones de pesos mexicanos	271.95 millones de pesos mexicanos	893.03 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 608.47 millones Intereses \$ 251.10 millones	Hasta el año 2018	\$ 893,033	\$ 88,340	\$ 106,789		\$ 89,434	\$ 195,129			
OPF 144 SLT 903 Cabo - Norte	619.45 millones de pesos mexicanos	208.00 millones de pesos mexicanos	619.45 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 484.03 millones Intereses \$ 196.84 millones	Hasta el año 2018	\$ 619,448	\$ 38,294	\$ 32,374		\$ 64,749	\$ 70,668			
OPF 146 CH La Yesca	16,048.53 millones de pesos mexicanos	16,343.92 millones de pesos mexicanos	15,261.71 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,127.47 millones Intereses \$ 1,934.23 millones	Hasta el año 2042	\$ 15,048,535	\$ 700,191	\$ 13,493,925		\$ 726,944	\$ 14,194,116			
OPF 147 CCC Baja California	1,157.02 millones de pesos mexicanos	517.39 millones de pesos mexicanos	1,157.02 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 636.36 millones Intereses \$ 400.91 millones	Hasta el año 2019	\$ 1,157,020	\$ 115,702	\$ 289,255		\$ 115,702	\$ 404,957			
OPF 148 RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	305.28 millones de pesos mexicanos	85.24 millones de pesos mexicanos	305.28 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 242.08 millones Intereses \$ 81.48 millones	Hasta el año 2019	\$ 305,281	\$ 21,780	\$ 8,707		\$ 32,715	\$ 30,488			
OPF 149 RFO Red de Fibra Óptica Proyecto Centr	491.87 millones de pesos mexicanos	229.94 millones de pesos mexicanos	491.87 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 362.43 millones Intereses	Hasta el año 2018	\$ 491,868	\$ 51,776	\$ 25,888		\$ 51,776	\$ 77,663			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015 \$ 214.70 millones	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 150 RFO Red de Fibra Optica Proyecto Norte	512.87 millones de pesos mexicanos	153.99 millones de pesos mexicanos	512.87 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 352.01 millones <u>Intereses</u> \$ 142.97 millones	Hasta el año 2020	\$ 512,871	\$ 51,287	\$ 58,283		\$ 51,287	\$ 109,570			
OPF 151 SE 1006 Central Sur	201.32 millones de pesos mexicanos	77.24 millones de pesos mexicanos	201.32 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 54.46 millones <u>Intereses</u> \$ 35.67 millones	Hasta el año 2022	\$ 201,320	\$ 12,498	\$ 114,230		\$ 20,132	\$ 126,728			
OPF 152 SE 1005 Noroeste	623.67 millones de pesos mexicanos	151.88 millones de pesos mexicanos	623.67 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 327.52 millones <u>Intereses</u> \$ 124.61 millones	Hasta el año 2020	\$ 623,673	\$ 66,953	\$ 162,248		\$ 66,953	\$ 229,201			
OPF 156 RM Infernillo	168.34 millones de pesos mexicanos	40.52 millones de pesos mexicanos	168.34 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 86.91 millones <u>Intereses</u> \$ 32.25 millones	Hasta el año 2020	\$ 168,341	\$ 17,613	\$ 46,210		\$ 17,604	\$ 63,823			
OPF 157 RM CT Francisco Perez Rios Unidades 1 y 2	1,367.95 millones de pesos mexicanos	475.85 millones de pesos mexicanos	1,367.95 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 685.86 millones <u>Intereses</u> \$ 345.08 millones	Hasta el año 2019	\$ 1,367,947	\$ 86,152	\$ 562,618		\$ 133,313	\$ 648,770			
OPF 158 RM CT Puerto Libertad Unidad 4	142.73 millones de pesos mexicanos	44.16 millones de pesos mexicanos	142.73 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 114.18 millones <u>Intereses</u> \$ 43.22 millones	Hasta el año 2016	\$ 142,728	\$ 14,273	\$ -		\$ 14,273	\$ 14,273			
OPF 159 RM CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	49.79 millones de pesos mexicanos	12.83 millones de pesos mexicanos	49.79 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 41.49 millones <u>Intereses</u> \$ 12.54 millones	Hasta el año 2016	\$ 49,791	\$ 2,766	\$ -		\$ 5,532	\$ 2,766			
OPF 160 RM CCC Samalayuca II	11.72 millones de pesos mexicanos	3.32 millones de pesos mexicanos	11.72 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 9.77 millones <u>Intereses</u> \$ 3.25 millones	Hasta el año 2016	\$ 11,718	\$ 651	\$ -		\$ 1,302	\$ 651			
OPF 161 RM CCC El Sauz	46.16 millones de pesos mexicanos	13.61 millones de pesos mexicanos	46.16 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 31.16 millones <u>Intereses</u> \$ 12.56 millones	Hasta el año 2018	\$ 46,162	\$ 4,616	\$ 5,768		\$ 4,616	\$ 10,385			
OPF 162 RM CCC Huinala II	19.66 millones de pesos mexicanos	5.18 millones de pesos mexicanos	19.66 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 11.79 millones <u>Intereses</u> \$ 4.62 millones	Hasta el año 2018	\$ 19,655	\$ 1,966	\$ 3,931		\$ 1,966	\$ 5,897			
OPF 163 SE 1004 Compensación Dinámica Aerea Central	171.76 millones de pesos mexicanos	47.31 millones de pesos mexicanos	171.76 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 144.64 millones <u>Intereses</u> \$ 46.37 millones	Hasta el año 2016	\$ 171,756	\$ 9,040	\$ -		\$ 18,080	\$ 9,040			
OPF 164 SE 1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	477.84 millones de pesos mexicanos	107.31 millones de pesos mexicanos	477.84 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 114.62 millones <u>Intereses</u> \$ 56.85 millones	Hasta el año 2022	\$ 477,840	\$ 70,373	\$ 240,639		\$ 52,213	\$ 311,012			
OPF 165 LT 1011 Red de Transmisión Asociada a la CCC San Lorenzo	63.38 millones de pesos mexicanos	18.09 millones de pesos mexicanos	63.38 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 41.20 millones <u>Intereses</u>	Hasta el año 2018	\$ 63,382	\$ 6,338	\$ 9,502		\$ 6,338	\$ 15,840			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015 \$ 16.74 millones	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
		OPF 166 SLT 1002 Compensación y Transmisión Noreste - Sureste	700.56 millones de pesos mexicanos				209.49 millones de pesos mexicanos	700.56 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 379.96 millones Intereses \$ 174.58 millones	Hasta el año 2019	\$ 700,557	\$ 56,661	\$ 193,186	\$ -
OPF 167 CC San Lorenzo Conversión de TG a CC	69.63 millones de pesos mexicanos	16.04 millones de pesos mexicanos	69.63 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$ 3.03 millones	Hasta el año 2018	\$ 69,634	\$ -	\$ 69,634	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 69,634		
OPF 168 SLT 1001 Red de Transmisión Baja - Nogales	350.98 millones de pesos mexicanos	105.09 millones de pesos mexicanos	350.98 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 263.23 millones Intereses \$ 100.09 millones	Hasta el año 2017	\$ 350,978	\$ 35,098	\$ 17,549	\$ -	\$ -	\$ 35,098	\$ 52,647		
OPF 170 LT Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	1,098.41 millones de pesos mexicanos	285.40 millones de pesos mexicanos	1,098.41 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 286.16 millones Intereses \$ 141.65 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,098,410	\$ 109,841	\$ 592,565	\$ -	\$ -	\$ 109,841	\$ 702,406		
OPF 176 LT Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	458.32 millones de pesos mexicanos	162.17 millones de pesos mexicanos	458.32 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 99.16 millones Intereses \$ 56.68 millones	Hasta el año 2022	\$ 458,318	\$ 23,944	\$ 287,329	\$ -	\$ -	\$ 47,888	\$ 311,273		
OPF 177 LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta III	15.36 millones de pesos mexicanos	4.45 millones de pesos mexicanos	15.36 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 7.68 millones Intereses \$ 3.39 millones	Hasta el año 2019	\$ 15,357	\$ 768	\$ 5,375	\$ -	\$ -	\$ 1,536	\$ 6,143		
OPF 181 RM CN Laguna Verde	1,836.95 millones de pesos mexicanos	399.05 millones de pesos mexicanos	1,836.95 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 237.53 millones Intereses \$ 338.76 millones	Hasta el año 2016	\$ 1,836,950	\$ 680,942	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 918,475	\$ 680,942		
OPF 182 RM CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	332.70 millones de pesos mexicanos	85.54 millones de pesos mexicanos	332.70 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 213.30 millones Intereses \$ 78.29 millones	Hasta el año 2018	\$ 332,703	\$ 34,116	\$ 51,173	\$ -	\$ -	\$ 34,116	\$ 85,289		
OPF 183 RM CT Punta Prieta Unidad 2	61.56 millones de pesos mexicanos	17.38 millones de pesos mexicanos	61.56 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 36.93 millones Intereses \$ 15.63 millones	Hasta el año 2018	\$ 61,557	\$ 6,156	\$ 12,311	\$ -	\$ -	\$ 6,156	\$ 18,467		
OPF 185 SE 1110 Compensación Capacitiva del Norte	292.16 millones de pesos mexicanos	60.87 millones de pesos mexicanos	292.16 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 58.77 millones Intereses \$ 19.69 millones	Hasta el año 2022	\$ 292,164	\$ 37,478	\$ 162,760	\$ -	\$ -	\$ 33,154	\$ 200,238		
OPF 188 SE 1116 Transformación del Noreste	2,153.94 millones de pesos mexicanos	811.31 millones de pesos mexicanos	2,153.94 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 619.22 millones Intereses \$ 451.57 millones	Hasta el año 2022	\$ 2,153,939	\$ 205,101	\$ 1,107,234	\$ -	\$ -	\$ 222,383	\$ 1,312,334		
OPF 189 SE 1117 Transformación de Guaymas	206.67 millones de pesos mexicanos	53.10 millones de pesos mexicanos	206.67 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 54.43 millones Intereses \$ 28.56 millones	Hasta el año 2022	\$ 206,672	\$ 23,511	\$ 107,510	\$ -	\$ -	\$ 21,216	\$ 131,021		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas			Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015			Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
		Principal	Intereses				Principal	Intereses	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 190 SE 1120 Noroeste	515.04 millones de pesos mexicanos	142.31 millones de pesos mexicanos	515.04 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 150.34 millones Intereses \$ 84.33 millones	Hasta el año 2023	\$ 515,042	\$ 63,119	\$ 248,548		\$ 53,033	\$ 311,667			
OPF 191 SE 1121 Baja California	29.27 millones de pesos mexicanos	6.02 millones de pesos mexicanos	29.27 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 9.99 millones Intereses \$ 3.95 millones	Hasta el año 2020	\$ 29,270	\$ 4,820	\$ 11,247		\$ 3,213	\$ 16,067			
OPF 192 SE 1122 Golfo Norte	351.40 millones de pesos mexicanos	146.36 millones de pesos mexicanos	351.40 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 110.29 millones Intereses \$ 78.55 millones	Hasta el año 2024	\$ 413,243	\$ 49,954	\$ 240,838		\$ 42,947	\$ 223,242			
OPF 193 SE 1123 Norte	49.51 millones de pesos mexicanos	11.49 millones de pesos mexicanos	49.51 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 19.80 millones Intereses \$ 8.30 millones	Hasta el año 2020	\$ 49,509	\$ 7,426	\$ 17,328		\$ 4,951	\$ 24,754			
OPF 194 SE 1124 Bajío Centro	481.87 millones de pesos mexicanos	121.23 millones de pesos mexicanos	481.87 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 79.06 millones Intereses \$ 47.61 millones	Hasta el año 2022	\$ 481,872	\$ 66,478	\$ 235,453		\$ 50,441	\$ 301,931			
OPF 195 SE 1125 Distribución	1005.86 millones de pesos mexicanos	321.32 millones de pesos mexicanos	1005.86 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 278.35 millones Intereses \$ 156.55 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,005,857	\$ 104,931	\$ 417,583		\$ 102,498	\$ 522,513			
OPF 197 SE 1127 Sureste	194.62 millones de pesos mexicanos	55.11 millones de pesos mexicanos	194.62 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 85.02 millones Intereses \$ 38.25 millones	Hasta el año 2020	\$ 194,615	\$ 12,328	\$ 77,796		\$ 19,470	\$ 90,124			
OPF 198 SE 1128 Centro Sur	266.54 millones de pesos mexicanos	66.68 millones de pesos mexicanos	266.54 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 182.42 millones Intereses \$ 9.19 millones	Hasta el año 2023	\$ 266,541	\$ 30,749	\$ 161,122		\$ 28,125	\$ 191,871			
OPF 199 SE 1129 Compensación Redes	140.91 millones de pesos mexicanos	38.61 millones de pesos mexicanos	140.91 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 72.77 millones Intereses \$ 30.15 millones	Hasta el año 2020	\$ 140,909	\$ 9,851	\$ 43,890		\$ 14,397	\$ 53,742			
OPF 200 SLT 1111 Transmisión y Transformación del Central - Occidente	898.00 millones de pesos mexicanos	276.41 millones de pesos mexicanos	834.48 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 105.73 millones Intereses \$ 84.94 millones	Hasta el año 2023	\$ 897,998	\$ 62,159	\$ 638,070		\$ 92,039	\$ 700,229			
OPF 201 SLT 1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	752.33 millones de pesos mexicanos	158.79 millones de pesos mexicanos	24.02 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 38.11 millones Intereses \$ 16.80 millones	Hasta el año 2024	\$ 752,237	\$ 42,331	\$ 595,666		\$ 76,220	\$ 637,997			
OPF 202 SLT 1114 Transmisión y Transformación del Oriental	1,408.32 millones de pesos mexicanos	394.78 millones de pesos mexicanos	1,180.74 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 221.60 millones Intereses \$ 97.72 millones	Hasta el año 2025	\$ 1,408,324	\$ 153,245	\$ 1,249,266		\$ 152,558	\$ 1,034,170			
OPF 203 SLT 1118 Transmisión y Transformación del Norte	237.47 millones de pesos mexicanos	60.21 millones de pesos mexicanos	237.47 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 129.53 millones	Hasta el año 2018	\$ 237,472	\$ 24,997	\$ 32,949		\$ 24,997	\$ 57,945			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)							
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera					
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo				
				Intereses \$ 50.47 millones														
OPF 204 SLT 1119 Transmisión y Transformación del Sureste	1,339.02 millones de pesos mexicanos	517.51 millones de pesos mexicanos	1,339.02 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 505.62 millones Intereses \$ 344.96 millones	Hasta el año 2020	\$ 1,339,020	\$ 143,616	\$ 545,322		\$ 144,463	\$ 688,938							
OPF 205 SUV Suministro de 970 T/H a las Centrales de Cerro Prieto	1,499.99 millones de pesos mexicanos	512.81 millones de pesos mexicanos	1,499.99 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 636.48 millones Intereses \$ 376.48 millones	Hasta el año 2020	\$ 1,499,987	\$ 125,459	\$ 586,158		\$ 151,554	\$ 711,616							
OPF 206 SE 1206 Conv. A 400 KV de la LT Mazatlan II - La Higuera	564.38 millones de pesos mexicanos	263.67 millones de pesos mexicanos	564.38 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 282.19 millones Intereses \$ 201.59 millones	Hasta el año 2019	\$ 564,381	\$ 56,438	\$ 169,314		\$ 56,438	\$ 225,753							
OPF 207 SE 1213 Compensación de Redes	482.54 millones de pesos mexicanos	162.63 millones de pesos mexicanos	482.54 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 182.41 millones Intereses \$ 110.85 millones	Hasta el año 2020	\$ 482,537	\$ 49,569	\$ 201,927		\$ 48,634	\$ 251,496							
OPF 209 SE 1212 Sur - Peninsular	469.97 millones de pesos mexicanos	128.70 millones de pesos mexicanos	469.97 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 112.57 millones Intereses \$ 64.03 millones	Hasta el año 2025	\$ 469,971	\$ 65,245	\$ 387,748		\$ 47,822	\$ 309,582							
OPF 210 SLT 1204 Conversión a 400 KV del Área Peninsular	1,699.98 millones de pesos mexicanos	408.24 millones de pesos mexicanos	1,699.98 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 679.55 millones Intereses \$ 282.17 millones	Hasta el año 2020	\$ 1,699,983	\$ 210,961	\$ 636,140		\$ 173,330	\$ 847,102							
OPF 211 SLT 1203 Transmisión y Transformación Oriental - Sureste	2,267.29 millones de pesos mexicanos	573.96 millones de pesos mexicanos	2,143.25 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 805.93 millones Intereses \$ 355.11 millones	Hasta el año 2024	\$ 2,267,287	\$ 287,399	\$ 944,259		\$ 229,702	\$ 1,231,657							
OPF 212 SE 1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	449.76 millones de pesos mexicanos	145.83 millones de pesos mexicanos	449.76 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 159.82 millones Intereses \$ 95.01 millones	Hasta el año 2020	\$ 449,763	\$ 59,632	\$ 181,548		\$ 48,766	\$ 241,181							
OPF 213 SE 1211 Noroeste - Central	309.55 millones de pesos mexicanos	75.84 millones de pesos mexicanos	309.55 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 70.59 millones Intereses \$ 32.78 millones	Hasta el año 2023	\$ 309,550	\$ 27,913	\$ 180,088		\$ 30,955	\$ 208,001							
OPF 214 SE 1210 Norte - Noroeste	1,026.09 millones de pesos mexicanos	284.43 millones de pesos mexicanos	1,026.09 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 303.97 millones Intereses \$ 172.95 millones	Hasta el año 2024	\$ 1,026,089	\$ 160,031	\$ 622,336		\$ 107,421	\$ 614,698							
OPF 215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California	498.45 millones de pesos mexicanos	196.18 millones de pesos mexicanos	485.96 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 152.45 millones Intereses \$ 113.65 millones	Hasta el año 2024	\$ 498,454	\$ 45,432	\$ 248,971		\$ 51,599	\$ 294,404							
OPF 216 RM CCCPoza Rica	178.40 millones de pesos mexicanos	44.03 millones de pesos mexicanos	178.40 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 28.17 millones Intereses \$ 15.23 millones	Hasta el año 2022	\$ 178,404	\$ 18,779	\$ 112,676		\$ 18,779	\$ 131,455							
OPF 217 RM CCC El Saúz Paquete 1 de Baja California	1,030.63 millones de pesos mexicanos	285.01 millones de pesos mexicanos	485.96 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 111.73 millones	Hasta el año	\$ 1,030,626	\$ 55,864	\$ 751,305		\$ 111,729	\$ 807,169							

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato 2023	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)						
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera				
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo			
				Intereses \$ 46.95 millones													
OPF 218 LT 1220 Red de Tr Asoc al Pry deTemp Abierta y Oax. II,1	488.77 millones de pesos mexicanos	182.91 millones de pesos mexicanos	488.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 184.85 millones Intereses \$ 120.40 millones	Hasta el año 2020	\$ 488,773	\$ 53,995	\$ 197,512		\$ 52,815	\$ 251,107						
OPF 219 SLT Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-1 y 2	540.08 millones de pesos mexicanos	140.13 millones de pesos mexicanos	540.08 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 135.02 millones Intereses \$ 71.87 millones	Hasta el año 2021	\$ 540,083	\$ 54,008	\$ 297,046		\$ 54,008	\$ 351,054						
OPF 222 CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 Y 2	5,188.57 millones de pesos mexicanos	1,408.26 millones de pesos mexicanos	5,131.79 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,527.13 millones Intereses \$ 759,048 millones	Hasta el año 2032	\$ 5,188,570	\$ 429,234	\$ 2,752,888		\$ 520,546	\$ 3,140,895						
OPF 223 LT Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	59.10 millones de pesos mexicanos	11.43 millones de pesos mexicanos	59.10 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 17.76 millones Intereses \$ 6.96 millones	Hasta el año 2020	\$ 59,103	\$ 10,336	\$ 24,118		\$ 6,891	\$ 34,454						
OPF 225 LT Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro III	14.86 millones de pesos mexicanos	6.89 millones de pesos mexicanos	14.86 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 3.72 millones Intereses \$ 3.32 millones	Hasta el año 2021	\$ 14,861	\$ 1,486	\$ 6,688		\$ 1,486	\$ 8,174						
OPF 227 CG Los Humeros II	1,329.34 millones de pesos mexicanos	319.34 millones de pesos mexicanos	1,329.34 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 209.90 millones Intereses \$104.75 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,329,341	\$ 139,931	\$ 839,584		\$ 139,931	\$ 979,514						
OPF 228 LT Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	258.77 millones de pesos mexicanos	67.47 millones de pesos mexicanos	258.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 27.08 millones Intereses \$ 11.80 millones	Hasta el año 2023	\$ 258,766	\$ 27,223	\$ 150,020		\$ 27,223	\$ 177,243						
OPF 229 CT TG Baja California II	258.77 millones de pesos mexicanos	62.01 millones de pesos mexicanos	258.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 54.30 millones Intereses \$ 22.75 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,380,543	\$ 117,460	\$ 961,705		\$ 150,689	\$ 1,079,165						
OPF 231 SLT 1304 Transmisión y Transformación del Oriental	80.88 millones de pesos mexicanos	23.70 millones de pesos mexicanos	80.88 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 36.40 millones Intereses \$ 17.09 millones	Hasta el año 2020	\$ 80,879	\$ 4,044	\$ 32,352		\$ 8,088	\$ 36,396						
OPF 233 SLT 1303 Transmisión y Transformación Baja - Noroeste	108.06 millones de pesos mexicanos	31.57 millones de pesos mexicanos	108.06 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 48.83 millones Intereses \$ 22.74 millones	Hasta el año 2020	\$ 108,064	\$ 5,403	\$ 43,225		\$ 10,806	\$ 48,629						
OPF 235 CCI Baja California Sur IV	1,280.65 millones de pesos mexicanos	276.23 millones de pesos mexicanos	1,080.6 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 59.52 millones Intereses \$ 21.90 millones	Hasta el año 2024	\$ 1,280,651	\$ 128,540	\$ 964,048		\$ 128,540	\$ 1,092,588						
OPF 236 CCI Baja California Sur III	1,215.68 millones de pesos mexicanos	426.54 millones de pesos mexicanos	1,215.68 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 303.92 millones Intereses \$162.92 millones	Hasta el año 2022	\$ 1,215,678	\$ 60,784	\$ 729,407		\$ 121,568	\$ 790,191						

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)			
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 242 SE 1323 Distribución Sur	168.69 millones de pesos mexicanos	35.19 millones de pesos mexicanos	168.69 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 56.23 millones Intereses \$ 23.08 millones	Hasta el año 2020	\$ 168,689	\$ 28,115	\$ 65,601			\$ 18,743	\$ 93,716		
OPF 243 SE 1322 Distribución Centro	194.22 millones de pesos mexicanos	40.12 millones de pesos mexicanos	61.19 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 26.34 millones Intereses \$ 9.94 millones	Hasta el año 2025	\$ 194,223	\$ 98,540	\$ 732,605			\$ 20,994	\$ 146,889		
OPF 244 SE 1321 Distribución Noreste	708.67 millones de pesos mexicanos	159.90 millones de pesos mexicanos	393.73 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 141.63 millones Intereses \$ 61.92 millones	Hasta el año 2024	\$ 708,670	\$ 97,519	\$ 483,449			\$ 72,146	\$ 494,893		
OPF 245 SE 1320 Distribución Noroeste	420.34 millones de pesos mexicanos	110.78 millones de pesos mexicanos	420.34 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 100.13 millones Intereses \$ 45.87 millones	Hasta el año 2022	\$ 420,341	\$ 43,503	\$ 232,253			\$ 44,459	\$ 275,757		
OPF 247 SLT1404 Subestaciones del Oriente	244.29 millones de pesos mexicanos	73.90 millones de pesos mexicanos	168.01 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 32.13 millones Intereses \$ 16.25 millones	Hasta el año 2024	\$ 244,292	\$ 17,489	\$ 168,418			\$ 26,254	\$ 185,907		
OPF 248 SLT 1401 SES y LTS de las Areas Baja California y Noreste	835.34 millones de pesos mexicanos	256.92 millones de pesos mexicanos	835.34 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 169.84 millones Intereses \$ 116.27 millones	Hasta el año 2022	\$ 835,342	\$ 74,661	\$ 505,739			\$ 85,106	\$ 580,400		
OPF 249 SLT 1405 SES y LTS de Transmisión de las Areas Sures	311.14 millones de pesos mexicanos	65.25 millones de pesos mexicanos	835.34 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 16.27 millones Intereses \$ 5.54 millones	Hasta el año 2025	\$ 311,138	\$ 59,787	\$ 554,142			\$ 32,511	\$ 262,352		
OPF 250 SLT 1402 cambio de Tensión de la LT Culiacan - Los Mochis	592.32 millones de pesos mexicanos	136.10 millones de pesos mexicanos	592.32 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 142.16 millones Intereses \$ 78.10 millones	Hasta el año 2021	\$ 592,316	\$ 90,008	\$ 293,814			\$ 66,334	\$ 383,826		
OPF 251 SE 1421 Distribución Sur	137.14 millones de pesos mexicanos	29.26 millones de pesos mexicanos	80.77 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 14.93 millones Intereses \$ 5.13 millones	Hasta el año 2024	\$ 137,141	\$ 29,359	\$ 219,935			\$ 13,714	\$ 108,493		
OPF 252 SE 1403 Compens. Capacitiva de las Areas Noroeste - Norte	92.43 millones de pesos mexicanos	19.87 millones de pesos mexicanos	92.43 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 24.32 millones Intereses \$ 10.10 millones	Hasta el año 2020	\$ 92,429	\$ 14,594	\$ 34,053			\$ 9,729	\$ 48,647		
OPF 253 SE 1420 Distribución Norte	65.15 millones de pesos mexicanos	23.04 millones de pesos mexicanos	65.15 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 6.86 millones Intereses \$ 3.76 millones	Hasta el año 2022	\$ 65,150	\$ 3,429	\$ 41,147			\$ 6,858	\$ 44,576		
OPF 259 Distribución Sur	65.15 millones de pesos mexicanos	23.04 millones de pesos mexicanos	65.15 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 6.86 millones Intereses \$ 3.76 millones	Hasta el año 2024	\$ 64,346	\$ 16,270	\$ 139,402			\$ 6,964	\$ 51,930		
OPF 260 SE 1520 Distribución Norte	8.19 millones de pesos mexicanos	1.97 millones de pesos mexicanos	8.19 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0.41 millones Intereses \$ 0.05 millones	Hasta el año 2023	\$ 8,189	\$ 819	\$ 5,323			\$ 819	\$ 6,142		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas			Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios		Principal			Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera	
								Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 261 CCC Cogeneración Salamanca Fase I	4,494.13 millones de Pesos	937.68 Millones de pesos	4,494.13 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$ 280.83 millones de pesos <u>Intereses</u> \$ 134.46 millones de pesos	Hasta el año 2025	\$	473,725		3,739,479						
OPF 262 SLT 1601 Transmisión y Transformación Noroeste - Norte	206.69 millones de pesos mexicanos	61.99 millones de pesos mexicanos	206.69 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 21.76 millones <u>Intereses</u> \$ 7.62 millones	Hasta el año 2025	\$	486,431	\$	30,604	\$	340,053	\$	51,522	\$	370,657
OPF 267 SLT 1604 Transmisión Ayotla - Chalco	10.62 millones de pesos mexicanos	2.24 millones de pesos mexicanos	206.69 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ millones <u>Intereses</u> \$ 0.01 millones	Hasta el año 2023	\$	10,619	\$	38,553	\$	308,424	\$	1,062	\$	9,557
OPF 269 LT Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro IV	44.32 millones de Pesos	8.73 Millones de pesos	44.32 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$ 2.33 millones de pesos <u>Intereses</u> \$.75 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	4,665	\$	37,323				
OPF 273 SE 1621 Distribución Norte - Sur	135.59 millones de Pesos	26.83 Millones de pesos	135.59 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$ 5.04 millones de pesos <u>Intereses</u> \$ 2.03 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	14,506		116,044				
OPF 274 SE 1620 Distribución Valle de México	160.07 millones de pesos mexicanos	35.91 millones de pesos mexicanos	11.40 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 6.58 millones <u>Intereses</u> \$ 2.96 millones	Hasta el año 2024	\$	160,066	\$	111,433	\$	969,197	\$	16,549	\$	136,937
OPF 275 CG Los Azufres III (Fase I)	1081.15 millones de Pesos	222.30 Millones de pesos	1081.15 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$ 56.90 millones de pesos <u>Intereses</u> \$ 27.70 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	113,805		910,439				
OPF 280 SLT 1721 Distribución Norte	9.42 millones de Pesos	1.85 Millones de pesos	9.42 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$.50 millones de pesos <u>Intereses</u> \$.15 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	992		7,934				
OPF 293 SLT 1703 Conversión a 400 KV de la Riviera Maya	1065.43 millones de Pesos	213.75 Millones de pesos	1065.43 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$56.07 millones de pesos <u>Intereses</u> \$ 22.08 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	112,139		897,116				
OPF 294 SLT 1702 Transmisión y Transformación Baja - California NoIne	369.30 millones de pesos mexicanos	75.56 millones de pesos mexicanos	11.40 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 11.21 millones <u>Intereses</u> \$ 3.55 millones	Hasta el año 2024	\$	369,296	\$	80,716	\$	616,778	\$	38,705	\$	319,381
OPF 295 SLT 1704 Interconexión Sist. Atlaides Guerrero Negro Sta.	78.67 millones de pesos mexicanos	17.26 millones de pesos mexicanos	11.40 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 0.45 millones <u>Intereses</u> \$ 0.10 millones	Hasta el año 2024	\$	78,669	\$	31,355	\$	246,150	\$	8,291	\$	69,927
OPF 305 SE 1801 Subestaciones Baja - Noroeste	47.50 millones de pesos mexicanos	11.71 millones de pesos mexicanos	11.40 millones de pesos mexicanos	<u>Principal</u> \$ 0 millones <u>Intereses</u> \$ 0 millones	Hasta el año 2024	\$	47,497	\$	12,977	\$	103,813	\$	4,750	\$	42,747
OPF 306 SE 1803 Subestaciones del Occidental	32.74 millones de Pesos	7 Millones de pesos	32.74 millones de Pesos	<u>Principal</u> \$.75 millones de pesos	Hasta el año 2024			\$	3,555		28,439				

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)						
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera				
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo			
				Intereses \$.24 millones de pesos													
OPF 308 SLT 1804 Subestaciones y Lineas Transmision Oriente - Peninsular	16.98 millones de Pesos	3.69 Millones de pesos	16.98 millones de Pesos	Principal \$ 326.71 millones de pesos Intereses \$ 103.24 millones de pesos \$ 19.59 UDIS	Hasta el año 2025	\$	1,793		15,184								
OPF 073 RM Altamira	123.98 millones de UDIS	27.52 millones de UDIS	123.98 millones de UDIS	Principal \$ 826.40 millones de pesos \$ 156.80 UDIS Intereses \$ 282.38 millones de pesos \$ 53.58 UDIS	Hasta el año 2019	\$	653,425	\$	66,715	\$	200,145	\$	63,342	\$	261,370		
OPF 140 SE 914 Division Centro Sur	30.33 millones de UDIS	11.37 millones de UDIS	30.33 millones de UDIS	Principal \$ 49.60 millones de pesos \$ 9.41 UDIS Intereses \$ 30.44 millones de pesos \$ 5.78 UDIS	Hasta el año 2024	\$	159,834	\$	11,255	\$	90,037	\$	11,023	\$	99,208		
OPF 147 CCC Baja California	285.09 millones de UDIS	69.14 millones de UDIS	285.09 millones de UDIS	Principal \$ 826.40 millones de pesos \$ 156.80 UDIS Intereses \$ 282.38 millones de pesos \$ 53.58 UDIS	Hasta el año 2019	\$	1,502,552	\$	153,411	\$	383,528	\$	150,255	\$	525,893		
OPF 152 SE 1005 Noroeste	47.28 millones de UDIS	18.48 millones de UDIS	47.28 millones de UDIS	Principal \$ 77.33 millones de pesos \$ 14.67 UDIS Intereses \$ 51.40 millones de pesos \$ 9.75 UDIS	Hasta el año 2024	\$	249,175	\$	17,545	\$	140,363	\$	17,184	\$	154,660		
OPF 156 RM Infemillo	12.59 millones de UDIS	2.97 millones de UDIS	12.59 millones de UDIS	Principal \$ 33.17 millones de pesos \$ 6.29 UDIS Intereses \$ 11.42 millones de pesos \$ 2.17 UDIS	Hasta el año 2019	\$	66,349	\$	6,774	\$	20,323	\$	6,635	\$	26,539		
OPF 157 RM CT Francisco Pérez Rios Unidades 1 y 2	133.69 millones de UDIS	31.90 millones de UDIS	133.69 millones de UDIS	Principal \$ 333.75 millones de pesos \$ 63.33 UDIS Intereses \$ 120.69 millones de pesos \$ 22.90 UDIS	Hasta el año 2019	\$	704,589	\$	75,725	\$	227,175	\$	74,167	\$	296,669		
OPF 167 CC San Lorenzo Conversión de TG a CC	407.87 millones de UDIS	159.75 millones de UDIS	407.87 millones de UDIS	Principal \$ 667.14 millones de pesos \$ 126.58 UDIS Intereses \$ 445.26 millones de pesos \$ 84.48 UDIS	Hasta el año 2024	\$	2,149,659	\$	151,366	\$	1,210,930	\$	148,252	\$	1,334,271		
OPF 191 SE 1121 Baja California	8.47 millones de UDIS	3.13 millones de UDIS	8.47 millones de UDIS	Principal \$ 14.88 millones de pesos \$ 2.82 UDIS Intereses \$ 8.55 millones de pesos \$ 1.62 UDIS	Hasta el año 2024	\$	44,651	\$	3,039	\$	24,314	\$	2,977	\$	26,791		
OPF 192 SE 1122 Golfo Norte	8.54 millones de UDIS	3.02 millones de UDIS	8.54 millones de UDIS	Principal \$ 14.06 millones de pesos \$ 2.67 UDIS Intereses \$ 8.24 millones de pesos \$ 1.56 UDIS	Hasta el año 2024	\$	45,023	\$	3,590	\$	24,429	\$	3,516	\$	27,442		
OPF 195 SE 1125 Distribución	51.69 millones de UDIS	12.21 millones de UDIS	51.69 millones de UDIS	Principal	Hasta el año 2019	\$	272,422	\$	27,814	\$	83,443	\$	27,242	\$	108,969		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2015	Vigencia del Contrato año 2019	Monto total del proyecto (Miles)	Saldos al 31 de diciembre de 2015 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2014 (Miles)								
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal				Moneda Nacional		Moneda Extranjera		Moneda Nacional		Moneda Extranjera						
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo					
				\$ 136.21 millones de pesos \$ 25.84 UDIS															
				Intereses \$ 46.91 millones de pesos \$ 8.90 UDIS															
OPF 199 SE 1129 Compensación Redes	14.67 millones de UDIS	5.71 millones de UDIS	14.67 millones de UDIS	Principal \$ 25.76 millones de pesos \$ 4.89 UDIS	Hasta el año 2024	\$ 77,294	\$ 5,261	\$ 42,089				\$ 5,153	\$ 46,376						
				Intereses \$ 16.29 millones de pesos \$ 3.09 UDIS															
OPF 201 SLT 1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	92.22 millones de UDIS	22.57 millones de UDIS	92.22 millones de UDIS	Principal \$ 230.22 millones de pesos \$ 43.68 UDIS	Hasta el año 2019	\$ 486,025	\$ 52,235	\$ 156,705				\$ 51,161	\$ 204,642						
				Intereses \$ 86.26 millones de pesos \$ 16.37 UDIS															
OPF 203 SLT 1118 Transmisión y Transformación del Norte	40.21 millones de UDIS	15.45 millones de UDIS	40.21 millones de UDIS	Principal \$ 70.64 millones de pesos \$ 13.40 UDIS	Hasta el año 2024	\$ 211,932	\$ 14,426	\$ 115,405				\$ 16,130	\$ 127,159						
				Intereses \$ 43.62 millones de pesos \$ 8.28 UDIS															
OPF 207 SE 1213 Compensación de Redes	27.23 millones de UDIS	7.30 millones de UDIS	27.23 millones de UDIS	Principal \$ 59.06 millones de pesos \$ 11.21 UDIS	Hasta el año 2024	\$ 143,538	\$ 14,806	\$ 56,636				\$ 14,501	\$ 69,973						
				Intereses \$ 24.32 millones de pesos \$ 4.61 UDIS															
OPF 208 SE 1205 Compensación Oriental - Peninsular	28.13 millones de UDIS	10.81 millones de UDIS	28.13 millones de UDIS	Principal \$ 49.42 millones de pesos \$ 9.38 UDIS	Hasta el año 2024	\$ 148,268	\$ 10,092	\$ 80,737				\$ 9,885	\$ 88,961						
				Intereses \$ 30.52 millones de pesos \$ 5.79 UDIS															
TOTAL DEUDA INTERNA							9,949,173	55,851,244				10,218,130	55,156,396						
TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA DE PIDREGAS							\$ 15,157,538	\$ 81,033,219	\$ 302,698	\$ 1,463,515		\$ 13,061,678	\$ 81,151,516	\$ 193,203	\$ 1,766,214				
CEBURES								8,821					8,821						
TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA DE PIDREGAS Y CEBURES							\$ 15,157,538	\$ 81,042,040	\$ 302,698	\$ 1,463,515		\$ 13,061,678	\$ 81,160,337	\$ 193,203	\$ 1,766,214				

a) Al 31 de diciembre de 2015 los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$ 124,475,859
menos:	
Intereses no devengados	<u>28,285,102</u>
Valor presente de las obligaciones	96,190,757
menos:	
Porción circulante de las obligaciones	<u>15,157,538</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	81,033,219
CEBURES	<u>8,821</u>
Total CEBURES y PIDIREGAS	<u>\$ 81,042,040</u>

b) Programa de Certificados Bursátiles -Con objeto de refinanciar proyectos de Obra Pública Financiada (PIDIREGAS), la CFE ha instrumentado un mecanismo estructurado a través del cual se emiten Certificados Bursátiles (CEBURES). Este mecanismo inicia con la suscripción de un contrato de crédito, mismo que es cedido por el Banco acreedor a un Fideicomiso privado que bursatiliza los derechos sobre el crédito, emitiendo CEBURES. Los fondos provenientes de dichas emisiones son invertidos por el Fiduciario, mientras la CFE los va desembolsando para pagar a los contratistas de los proyectos de Obra Pública Financiada (PIDIREGAS), a su entrega a satisfacción de la entidad. Cada emisión de CEBURES constituye un pasivo para la CFE y cada uno de los desembolsos se convierte en deuda PIDIREGAS.

Para poder llevar a cabo este mecanismo de financiamiento, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autoriza previamente los Programas de CEBURES, normalmente por montos mínimos de \$6,000 millones de pesos y con una vigencia de dos o más años, para poder llevar a cabo las emisiones requeridas hasta por el monto total autorizado, el cual puede ser ampliado previa solicitud.

En el mes de agosto de 2005, se llevaron a cabo las emisiones de los tres primeros tramos de un nuevo programa de CEBURES con un monto total de \$7,700 millones de pesos nominales. El primero por \$2,200 millones de pesos nominales el 18 de marzo de 2005, el segundo por \$3,000 millones de pesos nominales el 1 de julio de 2005 y el tercero por \$2,500 millones de pesos nominales el 19 de agosto de 2005, su plazo de vigencia es de 10 años aproximadamente, a una tasa de interés de Cetes a 182 días +0.79 puntos porcentuales.

Al 31 de diciembre de 2005, de los \$7,700 millones de pesos emitidos en ese año, sólo se habían desembolsado \$6,112 millones de pesos para el pago de deuda financiada "PIDIREGAS", quedando un saldo por disponer de \$1,587.8 millones de pesos. Este saldo fue dispuesto en su totalidad durante 2006.

El 27 de enero de 2006 se emitió el cuarto tramo por un monto de \$2,000 millones de pesos nominales y el quinto tramo por \$1,750 millones de pesos nominales se emitió el 9 de marzo de 2007, con una vigencia de 10 años a una tasa de interés equivalente a Cetes a 91 días +0.429 puntos porcentuales y 0.345 puntos porcentuales, respectivamente.

El 24 de abril de 2006, la Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó un nuevo Programa de CEBURES, habiéndose emitido los días 28 de abril, 9 de junio y 20 de octubre de 2006, por la cantidad de \$2,000 millones de pesos nominales en cada una de estas tres operaciones y el 30 de noviembre de 2006 una cuarta emisión por \$1,000 millones de pesos.

El plazo de vigencia de las operaciones arriba mencionadas es de aproximadamente 10 años. La tasa de interés promedio ponderada es equivalente a Cetes a 91 días +0.42 puntos porcentuales de las tres primeras operaciones, y la de la cuarta operación se fijó en 7.41%.

Al 31 de diciembre de 2006, de los \$7,000 millones de pesos nominales de las cuatro emisiones se habían desembolsado de los Fideicomisos un total de \$3,631,952 para el refinanciamiento de proyectos de Obra Pública Financiada.

La Comisión Nacional Bancaria y de Valores autorizó un nuevo Programa y el 10 de noviembre de 2006 se realizó la primera emisión por \$1,500 millones de pesos nominales, que serían utilizados para el pago a contratistas adjudicatarios a proyectos PIDIREGAS. Esta primera emisión tiene un plazo de 30 años y paga una tasa de interés bruto anual del 8.58%, pagadero cada 182 días. El 28 de febrero de 2007 se desembolsaron de esa emisión \$1,384.7 millones de pesos, que fueron utilizados para el pago parcial al contratista del proyecto PIDIREGAS conocido como "El Cajón".

El 30 de agosto de 2007, se efectuó la segunda emisión a 30 años por \$1,000 millones de pesos para cubrir el segundo pago al contratista del proyecto PIDIREGAS "El Cajón".

En el ejercicio 2007 se realizaron las siguientes emisiones a 10 años: el 9 de marzo de 2007 una emisión por \$1,750 millones de pesos nominales a Cetes +0.345% anual, el 8 de junio otra emisión también por \$1,750 millones de pesos nominales, con una tasa de interés de Cetes +0.25% anual, el 17 de agosto de 2007, la emisión fue por \$1,750 millones de pesos a Cetes 182 +0.25% y por último el 23 noviembre de 2007 por \$1,200 millones de pesos a un costo de Cetes 182 +0.30%.

En el ejercicio anual 2007, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$9,945.2 millones de pesos para el financiamiento de los diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

En el año de 2008, se efectuaron dos emisiones, una el 25 de enero de 2008 por \$2,000.0 millones de pesos y la segunda el 23 de mayo de 2008 por un importe de \$1,700 millones, ambas a una tasa de CETES a 91 días +0.45%.

En el ejercicio anual 2008, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$4,827 millones de pesos para el financiamiento de proyectos de Obra Pública Financiada.

En el ejercicio 2009 se realizaron las siguientes emisiones a 10 años: Tres (3) emisiones en Unidades de Inversión (UDIS): el 29 de abril de 2009 una emisión por UDIS 285.1 millones a una tasa fija en UDIS de 4.80% anual, el 7 de agosto de 2009 una emisión por UDIS 457.0 millones a una tasa fija en UDIS de 4.60% anual y el 2 de octubre de 2009 una emisión por UDIS 618.5 millones a una tasa fija en UDIS de 5.04% anual y Dos (2) emisiones en pesos: la primera el 29 de abril de 2009 por \$2,595 millones de pesos nominales y la segunda el 7 de agosto de 2009 por \$1,467 millones de pesos, ambas a una tasa fija de 8.85% anual.

En el ejercicio anual 2009, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$4,618 millones de pesos y 676.2 millones de UDIS para el financiamiento de los diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

En el ejercicio de 2010 se llevaron a cabo dos emisiones: la primera el 26 de marzo en dos tramos; uno a plazo de 10 años por \$2,400 millones de pesos nominales, pagando una tasa anual fija del 8.05% y el otro tramo a plazo de 7 años por \$2,600 millones de pesos nominales, a una tasa de interés equivalente a TIIE +0.52% anualmente. La segunda emisión se llevó a cabo el 23 de julio, también en dos tramos: el primero a plazo de 10 años por \$3,250 millones de pesos nominales con una tasa de interés equivalente a TIIE +0.45% anual y el segundo tramo a plazo de 9 años por \$1,750 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual fija del 7.15%.

El 19 de febrero de 2011 se emitieron \$3,800 millones de pesos para financiar proyectos de Obra Pública Financiada, a plazo de 9.4 años, pagando un interés anual de TIIE + 0.40%.

El 24 de septiembre de 2012 se colocaron Certificados Bursátiles por un monto total de \$13,500 millones de pesos, a plazo de 30 años y cupón del 7.70% anual. Los recursos de esta emisión fueron utilizados para el pago del proyecto de Obra Pública Financiada "La Yesca".

Desde entonces a la fecha no ha habido emisiones ni disposiciones de CEBURES, por lo cual existe un saldo de \$8,821 miles de pesos que se compone por un monto pendiente por aplicar al proyecto de "La Yesca".

Inversión Condicionada (Productores independientes de energía o PEE)

Al 31 de diciembre de 2015 se han firmado 26 contratos con inversionistas privados, denominados productores independientes de energía, donde se establece la obligación para CFE de pagar diversas contraprestaciones a cambio de que éstos garanticen el servicio de suministro de energía, con base en una capacidad de generación previamente establecida, a través de plantas de generación de energía financiadas y construidas por cuenta de dichos inversionistas.

La obligación de pagos futuros para CFE incluye: a) reglas para cuantificar el monto de adquisición de las plantas generadoras cuando ocurra algún evento contingente que sea tipificado de fuerza mayor en los términos de cada contrato, aplicable desde la etapa de construcción de cada proyecto hasta el vencimiento de los contratos y b) cargos fijos por capacidad de generación de energía, así como cargos variables por operación y

mantenimiento de las plantas generadoras, los cuales se determinan conforme a términos variables establecidos en los contratos, aplicables desde la etapa de las pruebas de arranque hasta el vencimiento de los contratos.

a) Clasificados como arrendamiento

La Empresa ha evaluado que 23 de los contratos con productores independientes, tienen características de arrendamiento de la planta generadora de energía de acuerdo con la CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento” e CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios” y a su vez, dichos arrendamientos califican como arrendamientos financieros de acuerdo con la NIC 17 “Arrendamientos”.

Los acuerdos de arrendamiento tienen una duración de 25 años. La tasa de interés anual en dichos acuerdos de arrendamiento es en promedio 11.19 %.

	<u>Pagos mínimos de arrendamiento</u>			<u>Valor presente de los pagos mínimos de arrendamiento</u>		
	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>	<u>31/12/13</u>	<u>31/12/15</u>	<u>31/12/14</u>	<u>31/12/13</u>
A corto plazo	\$14,304,540	\$ 13,351,922	\$ 11,862,781	\$3,851,229	\$ 2,964,984	\$ 2,291,039
Entre uno y cinco años	64,825,462	60,083,651	50,416,820	20,283,765	20,644,470	15,962,156
Más de cinco años	122,295,964	125,550,129	123,410,291	87,990,858	75,257,663	66,373,822
Patrimonio acumulado final	<u>\$201,425,966</u>	<u>\$198,985,702</u>	<u>\$185,689,892</u>	<u>\$112,125,852</u>	<u>\$98,867,117</u>	<u>\$84,627,017</u>

Al 31 de diciembre de 2015, la obligación por arrendamiento financiero se incluye en forma detallada como sigue:

Nombre	Fecha de inicio de operación	Monto original de la obligación	Moneda extranjera		Moneda nacional	
			Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
CT MERIDA III	jun-00	242,685	162,500	10,447	2,796,051	179,763
CC HERMOSILLO	oct-01	156,144	119,082	5,425	2,048,988	93,354
CC SALTILLO	nov-01	152,383	109,672	5,566	1,887,075	95,766
TUXPAN II	dic-01	283,133	217,473	9,464	3,741,958	162,834
EL SAUZ BAJIO	mar-02	399,773	324,595	11,883	5,585,143	204,468
CC MONTERREY	mar-02	330,440	214,797	12,832	3,695,899	220,788
CC ALTAMIRA II	may-02	233,234	196,070	6,242	3,373,678	107,409
CC RIO BRAVO II	may-02	232,108	166,495	8,287	2,864,794	142,591
CC CAMPECHE	may-03	196,554	149,458	6,308	2,571,641	108,539
CC TUXPAN III Y IV	may-03	587,064	466,370	17,429	8,024,593	299,893
CC MEXICALI	jul-03	569,345	396,927	20,169	6,829,721	347,040
CC CHIHUAHUA III	sep-03	275,327	191,711	9,719	3,298,670	167,236
CC NACO NOGALES	oct-03	238,016	138,208	9,318	2,378,067	160,339
CC ALTAMIRA III Y IV	dic-03	600,897	441,191	19,774	7,591,358	340,236
RIO BRAVO III	abr-04	312,602	251,593	8,660	4,329,027	149,003
CC LA LAGUNA II	mar-05	367,578	303,630	9,351	5,224,414	160,899
CC RIO BRAVO IV	abr-05	270,697	229,499	6,295	3,948,877	108,311
CC VALLADOLID III	jun-06	288,160	237,807	7,264	4,091,820	124,986
CC TUXPAN V	sep-06	284,997	254,156	5,183	4,373,131	89,181
CC ALTAMIRA V	oct-06	532,113	490,089	7,691	8,432,722	132,334
CC TAMAZUNCHALE	jun-07	482,562	428,013	9,059	7,364,605	155,871
CCC NORTE	ago-10	450,097	395,889	10,196	6,811,856	175,436
CCC NORTE II	ene-14	427,733	407,435	7,261	7,010,535	124,952
Total			6,292,660	223,823	108,274,623	3,851,229

a) Otros contratos con productores independientes de energía

Se encuentran en operación comercial 4 contratos con inversionistas privados eólicos, en donde a diferencia de los contratos descritos en la nota anterior, se le establece a la CFE la obligación de pagar sólo por la energía eólica generada y entregada, por lo que no se consideran como arrendamiento financiero, los cuales son los siguientes:

- C E Oaxaca I
- C E Oaxaca II, III y IV
- CE La Venta III
- CE Sureste I

b) Contratos de prestadores de servicios

Gasoducto Pemex-Valladolid
 Terminal de Carbón

Estos contratos de prestadores de servicios no se consideran como arrendamiento financiero ya que sus características no cumplen con lo establecido en las NIIF para este tratamiento en particular.

14. Impuestos y derechos por pagar

Los impuestos y derechos por pagar al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
A cargo de CFE		
Impuesto sobre la renta, remanente distribuible	\$ -	\$ 2,487,106
Impuesto sobre la renta a pagar por cuenta de terceros	279,769	273,905
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social	715,781	653,947
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	256,090	299,330
Impuestos sobre Nóminas	42,602	47,354
Aportaciones al INFONAVIT	12,775	12,863
Subtotal	<u>\$1,307,017</u>	<u>\$3,774,505</u>
Retenidos		
ISR retenido a los empleados	651,667	644,071
Impuesto al valor agregado retenido	74,754	85,164
ISR Intereses en el extranjero	21,802	13,213
ISR a residentes en el extranjero	2,681	43,766
Cinco al millar a contratistas	16,846	15,082
ISR por honorarios y arrendamientos	8,083	7,379
Dos al millar a contratistas	345	719
Otros	84	277
Subtotal	<u>776,262</u>	<u>809,671</u>
Total Impuestos y Derechos	<u>\$ 2,083,279</u>	<u>\$ 4,584,176</u>

15. Productos por realizar

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, los productos por realizar se integran de las aportaciones que los Gobiernos estatal y municipal así como los particulares efectúan

para electrificación rural y de particulares, además de ingresos por servicios de telecomunicaciones y otros, los cuales se conforman de la siguiente manera:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Aportaciones Gobierno	\$ 2,803,877	\$ 2,171,635
Aportaciones de particulares	26,795,807	22,338,342
Aportaciones otros	<u>1,511,958</u>	<u>1,211,306</u>
	<u>31,111,642</u>	<u>25,721,283</u>
Productos por energía eléctrica y otros relacionados	1,552	11,588
Productos por realizar fibra óptica	<u>684,957</u>	<u>779,316</u>
	<u>\$ 31,798,151</u>	<u>\$ 26,512,187</u>

16. Otros pasivos a largo plazo

En el ejercicio 2015, la Empresa llevó a cabo una actualización del estudio técnico – económico para realizar el desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, apoyada en estudios realizados por empresas internacionales sobre el desmantelamiento de plantas similares con el fin de determinar las provisiones necesarias. Como resultado de dicha actualización, se determinó un monto de la provisión de 809.6 millones de dólares americanos, ésta estimación incluye los costos por enfriamiento, limpieza, descontaminación progresiva, transportación y almacenamiento de los desechos radiactivos. Dichos gastos serán amortizados en el período de vida útil remanente de la central, la cual es en promedio de 20.5 años. El pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde al 31 de diciembre de 2015 y 2014 a valor presente asciende a \$9,013,006 y \$3,843,257 respectivamente. Aunado a lo anterior, en 2015 se observa un saldo de \$1,137,652 por concepto de pasivo contingente.

17. Beneficios a los empleados

Se tienen establecidos planes de beneficios para los empleados relativos al término de la relación laboral y por retiro por causas distintas a reestructuración. Los planes de beneficios al retiro consideran los años de servicio cumplidos por el empleado y su remuneración a la fecha de retiro o jubilación. Los beneficios de los planes de retiro incluyen la prima de antigüedad que los trabajadores tienen derecho a percibir al terminar la relación laboral, así como otros beneficios definidos.

Las valuaciones actuariales de los activos del plan y del valor presente de la obligación por beneficios definidos fueron realizadas por actuarios independientes utilizando el método de crédito unitario proyectado.

a. Las hipótesis económicas en términos nominales y reales utilizadas fueron:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Tasa de descuento	8.00%	8.00%
Tasa de rendimiento esperado de los activos	8.00%	8.00%
Tasa de incremento de salarios	6.10%	6.10%

b. El costo neto del período se integra como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Costo de servicios del año	\$ 14,963,000	\$ 14,898,272
Costo financiero	43,925,000	35,472,441
Reconocimiento de servicios pasados	<u>9,676,000</u>	<u>4,719,334</u>
Costo neto del período	<u>\$ 68,564,000</u>	<u>\$ 55,090,048</u>

La ganancia o pérdida actuarial neta del periodo que ascendió a \$24,596,000 en 2015 y \$ 9,627,144 en 2014, se origina de las variaciones en los supuestos utilizados por el actuario, para la determinación del pasivo laboral, a consecuencia del crecimiento en la tasa del salario promedio de los trabajadores y del aumento en jubilaciones.

El importe incluido como pasivo en los estados de posición financiera, en relación con la que tiene la Empresa respecto a sus planes de beneficios definidos, se integra como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Obligaciones por beneficios definidos	\$ 630,371,000	\$ 569,360,052
Valor razonable de los activos del plan	<u>(5,287,428)</u>	<u>(5,307,459)</u>
Pasivo neto proyectado	<u>\$ 625,083,572</u>	<u>\$ 564,052,593</u>

c. Conciliación entre los saldos iniciales y finales del valor presente de la obligación por beneficios definidos:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Saldo inicial (nominal)	\$ 569,360,052	\$ 532,469,377
Costo laboral del servicio actual	14,963,000	14,898,272
Costo financiero	43,903,948	35,838,931
Costo servicio pasado	9,676,000	4,719,334
Ganancias y pérdidas actuariales	24,596,000	9,627,144
Beneficios pagados	<u>(32,128,000)</u>	<u>(28,193,006)</u>
Obligaciones por beneficios definidos	<u>\$ 630,371,000</u>	<u>\$ 569,360,052</u>

d. Conciliación entre los saldos iniciales y finales del valor razonable de los activos del plan:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Saldo inicial (nominal)	\$ 5,307,459	\$ 4,939,822
Rendimientos de los activos incluidos en el plan	(417,000)	26,789
Rendimientos esperados	<u>396,969</u>	<u>340,848</u>
Activos del plan	<u>\$ 5,287,428</u>	<u>\$ 5,307,459</u>

e. Los supuestos más importantes utilizados en la determinación del costo neto del período de los planes son los siguientes:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Tasa de descuento	8.00%	8.00%
Tasa de rendimiento esperado de los activos	8.00%	8.00%
Tasa de incremento de salarios	6.10%	6.10%

f. Análisis de sensibilidad.

Para efectuar el análisis de sensibilidad se consideró la modificación de +/- .5 puntos en la tasa de descuento, de manera que los escenarios considerados contemplaron las siguientes hipótesis financieras:

Concepto	Escenario		
	Menor tasa de descuento	Base	Mayor tasa de descuento
Inflación de largo plazo	3.5% anual	3.5% anual	3.5% anual
Tasa de descuento	7.5% anual	8.0% anual	8.5% anual
Tasa de incremento de salarios	6.1% anual	6.1% anual	6.1% anual
Tasa de incremento de salarios mínimos	3.5% anual	3.5% anual	3.5% anual

En función de estas hipótesis se determinaron los siguientes pasivos (cifras en millones de pesos):

Obligación por Beneficio Definido (BDO)	Escenario		
	Menor tasa de descuento	Base	Mayor tasa de descuento
Prima de antigüedad	\$ 30,234	\$ 29,069	\$ 27,982
Indemnizaciones y compensaciones	2,417	2,344	2,274
Pensiones y jubilaciones	634,511	595,567	560,368
Bono por antigüedad	<u>3,512</u>	<u>3,391</u>	<u>3,277</u>
Total	<u>\$ 670,674</u>	<u>\$ 630,371</u>	<u>\$ 593,901</u>

Las diferencias porcentuales de los pasivos determinados en los dos escenarios adicionales, con respecto al escenario base, se muestran en los siguientes cuadros:

Concepto	Escenario		
	Base	Menor tasa de descuento	Variación
	Prima de antigüedad	\$ 29,069	\$ 30,234
Indemnizaciones y compensaciones	2,344	2,417	3.11%
Pensiones y jubilaciones	595,567	634,511	6.54%
Bono por antigüedad	3,391	3,512	3.57%
Total	\$ 630,371	\$ 670,674	6.39%

Concepto	Escenario		
	Base	Mayor tasa de descuento	Variación
	Prima de antigüedad	\$ 29,069	\$ 27,982
Indemnizaciones y compensaciones	2,344	2,274	-2.99%
Pensiones y jubilaciones	595,567	560,368	-5.91%
Bono por antigüedad	3,391	3,277	-3.36%
Total	\$ 630,371	\$ 593,901	-5.79%

Como se puede observar, al disminuir la tasa de descuento en 0.5% el monto del pasivo se incrementa en un 6.39% con respecto al escenario Base, mientras que al aumentar la tasa de descuento en un 0.5% hay una disminución del -5.79%.

g. Contrato colectivo

Con fecha 18 de agosto de 2008 la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) firmaron el convenio CFE-SUTERM 20/2008, sobre el régimen de pensiones para los trabajadores que ingresen a la Empresa con posterioridad a la firma del mismo.

Con este convenio se resuelve el problema del pasivo laboral a largo plazo, ya que representaba un riesgo para la CFE.

Los derechos y prestaciones del contrato colectivo de trabajo vigente, se mantienen sin cambio alguno.

Para los trabajadores en activo y jubilados, de confianza y sindicalizados que fueron contratados hasta el 18 de agosto de 2008 se mantiene el plan de jubilación anterior.

Las características del nuevo esquema de jubilaciones para los trabajadores de nuevo ingreso son:

- Se crean cuentas individuales de jubilación.

El trabajador aporta 5% de su salario base de cotización y CFE aporta 1.5 veces lo que aporte el trabajador (7.5%).

- Estos fondos se manejarán en los términos que acuerden la CFE y el SUTERM, conforme a las disposiciones que emita la Comisión Nacional del Sistema de Ahorro para el Retiro (CONSAR).
- Ante el incremento en la expectativa de vida, el tiempo de servicio en la Empresa para los nuevos trabajadores se incrementa en cinco años, excepto para los de líneas vivas que conservan el mismo número de años de servicios.

18. Patrimonio

La actualización del patrimonio se distribuye entre cada uno de sus distintos componentes, según se muestra al 31 de diciembre 2015 y 2014 a continuación:

	Aportaciones recibidas	Aportaciones del Gobierno Federal	Patrimonio acumulado	Entero de aprovechamiento	Otras partidas	Resultado del Período	Total
Saldos al 31 de diciembre de 2014	28,402,300		68,105,752	(31,518,000)	137,385,979	(46,831,901)	155,544,130
Movimientos inherentes a las decisiones del Órgano de Gobierno							
Traspaso de saldos del año anterior	(28,402,300)		(49,947,601)	31,518,000		46,831,901	-
Movimientos del periodo:							
Entero de Aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación				(43,400,000)			(43,400,000)
Aportaciones del Gobierno Federal	43,405,251						43,405,251
Transferencia de recursos al CENACE DDP			(2,067,752)				(2,067,752)
Superávit por revaluación del año							-
Aportaciones recibidas		95,004,417					95,004,417
Pérdida integral del periodo					(24,627,376)	(93,912,013)	(118,539,389)
Saldos al 31 de diciembre de 2015	\$ 43,405,251	\$ 95,004,417	\$ 16,090,399	\$ (43,400,000)	\$ 112,758,603	\$ (93,912,013)	\$ 129,946,657

El incremento de los \$ 95,004,417 se debe a la aportación del Gobierno Federal de los bienes que antes conformaban el contrato de Comodato con CFE.

19. Otros ingresos, neto

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, otros ingresos netos, se integran como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Otros ingresos	\$ 9,351,682	\$ 7,674,513
Otros gastos	(6,268,733)	(3,882,570)
Productores externos de energía eléctrica, neto	<u>(2,283,799)</u>	<u>1,239,669</u>
Total	<u>\$ 799,150</u>	<u>\$ 5,031,612</u>

20. Impuestos a la utilidad

Para el ejercicio 2015, CFE se ha transformado en Empresa Productiva del Estado, dejando de ser un Organismo Público Descentralizado, lo que consecuentemente conlleva a dejar de aplicar el régimen contenido en el Título III de la Ley del Impuesto Sobre la Renta (Personas Morales con Fines no Lucrativos), por lo que la CFE cumple las obligaciones propias del Título II de la citada Ley (Personas Morales). Al 31 de diciembre de 2015 CFE generó un ISR diferido activo el cual se reserva al 100%, por otra parte no generó base para impuesto a la utilidad.

En el ejercicio de 2014, la Empresa tributó conforme al Título III de la Ley de ISR, por lo que estaba obligada al pago de un impuesto del remanente distribuibles por la partidas que no reunían dichos requisitos fiscales. Al 31 de diciembre de 2014 se tiene un impuesto sobre la renta por el remanente distribuible por \$ 2,491,581.

Los impuestos diferidos se integran por:

	<u>2015</u>
Activos por impuestos diferidos:	
Obligaciones laborales	\$ (177,886,629)
Ingresos por realizar por aportaciones de terceros	(9,539,445)
Anticipos de clientes	(6,010,919)
Reserva de cuentas incobrables	(5,409,778)
Provisiones y pasivos acumulados	(3,287,713)
Estimación de obsoletos	<u>(258,724)</u>
	<u>\$ (202,393,208)</u>
Pasivos por impuestos diferidos:	
Inmuebles, maquinaria y equipo	<u>\$ 173,287,814</u>
Neto, impuesto diferido activo	<u>\$ (29,105,395)</u>
Impuesto diferido activo reservado	<u>\$ 29,105,395</u>
	<u>\$ -</u>

21. Transacciones celebradas con el gobierno federal

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los años terminados el 31 de diciembre de 2015 y 2014, fueron las siguientes:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Insuficiencia Tarifaria	\$ 60,332,140	\$ 86,227,484
Menos: Aprovechamiento a cargo de CFE mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del año anterior	<u>-</u>	<u>58,792,164</u>
Resultado neto de la insuficiencia y Aprovechamiento	60,332,140	27,435,320
Menos: Cancelación insuficiencia no cubierta por el aprovechamiento	<u>(60,332,140)</u>	<u>(27,435,320)</u>
	<u>\$ -</u>	<u>\$ -</u>

Derivado de que Comisión Federal de Electricidad, dejó de ser un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal para iniciar operaciones como una Empresa Productiva del Estado, y con la abrogación de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, los movimientos que se venían registrando como aprovechamiento dejaron de considerarse a partir del 1° de enero del 2015.

Al 31 de diciembre de 2014 se determinó un aprovechamiento de \$ 58,792,164, al cual se le disminuyó la misma cantidad por concepto de insuficiencia tarifaria para 2014.

El monto del aprovechamiento del ejercicio 2014 fue calculado con base en la modificación que se efectuó al Reglamento de la LSPEE en el que se precisa el concepto de "activo fijo neto en operación".

22. Pérdida integral

La pérdida integral al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se integra como sigue:

	<u>2015</u>	<u>2014</u>
Pérdida, neta según estados de resultados consolidados	\$ (93,912,013)	\$ (46,831,901)
Cargo al patrimonio por beneficio a los empleados	(24,596,000)	(9,627,144)
Revaluación de activos fijos	-	38,950,186
Cancelación saldo inicial instrumentos financieros en el patrimonio y otros	(2,386,410)	766,720
Efecto del periodo de los instrumentos financieros en el patrimonio	<u>2,355,034</u>	<u>(83,228)</u>
Pérdida integral	<u>\$ (118,539,389)</u>	<u>\$ (16,825,367)</u>

23. Posición en moneda extranjera

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, la CFE tenía activos y pasivos en moneda extranjera como sigue:

	2015					
	Activos Efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
		Proveedores	Deuda interna	Deuda Externa *	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda extranjera
Dólares americanos	48,214	31,392		4,492,223	8,282,695	12,758,096
Euros				4,043		4,043
Yenes japoneses	455			34,640,053		34,639,598
Franco suizos				110,847		110,847
Corona sueca				0		0

	2014					
	Activos Efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
		Proveedores	Deuda interna	Deuda Externa *	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda extranjera
Dólares americanos	37,972	33,037	-	3,877,440	8,431,203	12,303,708
Euros	-	-	-	9,903	-	9,903
Yenes japoneses	-	-	-	35,387,723	-	35,387,723
Franco suizos	-	-	-	98,844	-	98,844
Corona sueca	-	-	-	3,811	-	3,811

*Nota: En deuda externa de JPY se incluyen los 32,000 millones del bono en yenes.
Se incluyen intereses.

Nota: En la deuda en dólares PIDIREGAS, se incluyen 6,516,482 millones de dólares de la deuda por arrendamiento financiero con Productores Externos (según IFRS)

Estos activos y pasivos en moneda extranjera se convirtieron en moneda nacional al tipo de cambio establecido por Banco de México en el Diario Oficial de la Federación al 31 de diciembre de 2015 y 2014 como sigue:

Moneda		<u>2015</u>	<u>2014</u>
Dólares estadounidenses	\$	17.2065	\$ 14.7180
Euros		18.7873	17.8103
Yenes japoneses		0.1433	0.1227
Franco suizo		17.2452	14.8122
Corona Sueca		2.0381	1.8882

24. Contingencias y compromisos

Contingencias

La Empresa tiene identificados 28,000 juicios y procedimientos administrativos en trámite al 31 de diciembre de 2015, considerados de alta cuantía y susceptibles de materializarse, por los cuales se registro una contingencia de \$1,137,652.

Compromisos

a. Contratos de suministro de gas natural

A la fecha se tienen tres contratos de suministro de gas:

1.- Contrato de suministro de Gas Natural en los puntos de entrega proveniente de una planta de almacenamiento de Gas Natural Licuado (GNL) y/o de Gas Natural Continental (GNC), con el proveedor IENOVA LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V (antes SEMPRA LNG.), firmado el 21 de enero de 2005 con vencimiento hasta el año 2022.

Durante el ejercicio Comisión Federal de Electricidad se comprometió a comprar 33,868 Miles de Millones de Pies Cúbicos (MMPC) de Base Firme y 11,172 (MMPC) de Base Variable; al 31 de diciembre de 2015 se consumieron 45,040 MMPC, para este contrato fueron coincidentes las cantidades programadas y consumidas.

2.- Contrato de Prestación de Servicios de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y entregas de Gas Natural a la Comisión Federal de Electricidad para la Zona de Manzanillo, Colima, firmado el 27 de marzo de 2008 con Terminal KMS de GNL, S. de R.L. de C.V., MIT Investment Manzanillo B.V., Kopgamex Investment Manzanillo B.V. y SAM Investment Manzanillo B.

Los compromisos contractuales consisten en recibir y almacenar hasta de 300,000 m³ de Gas Natural Licuado (GNL), así como la regasificación de GNL; y la entrega de Gas Natural (GN) de hasta 141,584 millones de metros cúbicos diarios (MMCD); en los puntos de entrega de Comisión Federal de Electricidad; para 2015 se consumieron 119,203 MMPC, para este contrato fueron coincidentes las cantidades programadas y consumidas.

3.- Contrato de suministro de gas natural en los puntos de entrega de la CCC. Altamira V y el Sistema Nacional de Gasoductos, proveniente de una planta de almacenamiento y regasificación en la zona de Altamira, Tamaulipas, con el proveedor Gas del Litoral, S. de R. L. de C. V. firmado el 30 de septiembre de 2003, por un periodo inicial de 15 años.

Los compromisos contractuales consisten en adquirir, durante el periodo de suministro, las cantidades base diarias firme de Gas Natural por: 500 Millones de pies cúbicos diarios (MMPCD); para el 2015 se consumieron 87,462 MMPC.

b. Contratos de obra pública financiada

Al 31 de Diciembre de 2015 la CFE tiene firmados diversos contratos de obra pública financiada, cuyos compromisos de pago iniciarán en las fechas en que los inversionistas privados terminen la construcción de cada uno de los proyectos de inversión y le entreguen a la Empresa los bienes para su operación. Los montos estimados de estos contratos obra pública financiada y las fechas estimadas de terminación de la construcción e inicio de operación, son los que se muestran en el cuadro siguiente:

Lineas de Transmisión y Subestaciones:					
Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en millones de:		Etapa de Operación
	Km-c	MVA	Dólares	Pesos	
306 SE 1803 Subestaciones del Occidental F2	36.1	100.0	8.7	150.0	23/12/2015
322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F5	0.0	0.0	8.6	147.8	15/01/2016
322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F1	0.0	0.0	4.6	78.8	16/01/2016
243 SE 1322 Dist. Ctro. F3 C3	150.0	19.7	3.8	65.7	31/01/2016
209 SE 1212 Sur Peninsular F5	8.1	60.0	10.4	178.1	31/01/2016
243 SE 1322 Dist. Ctro. F5	187.4	80.0	38.1	654.9	31/01/2016
244 SE 1321 Dist. Noreste F5	85.0	0.0	7.1	121.6	02/02/2016
253 SE 1420 Dist. Norte F5	3.7	110.0	15.8	271.0	14/02/2016
215 SLT 1201 Trans. y Transf. Baja Calif. F4	3.0	40.0	7.2	124.4	14/03/2016
237 LT 1313 Red de Trans. asociada a Baja Calif. III C3	18.5	0.0	8.1	139.9	15/03/2016
306 CE 1803 Subestaciones del Occidental F1	0.0	0.0	20.0	343.6	16/03/2016
308 CLT 1804 Subestaciones y Líneas de Trans. Oriental Peninsular F3	68.8	40.0	20.0	343.4	20/03/2016
322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de energía de Dist. F2	0.0	0.0	33.9	583.1	29/03/2016
259 SLT 1521 Dist. Sur F3 C3	2.3	110.0	14.4	247.1	11/04/2016
308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas de Trans. Oriental Peninsular F2	0.0	0.0	11.6	199.9	15/04/2016
318 SE 1903 Subestaciones Norte Noreste	0.0	525.0	15.0	257.4	15/04/2016
322 SLT 1921 Reducción de perdidas de energía en Dist. F6	0.0	0.0	105.9	1,822.9	19/04/2016
307 SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Trans. del Norte F1	13.6	366.6	31.5	542.7	30/04/2016
188 SE 1116 Transf. del Noreste F4	97.6	500.0	50.0	859.5	15/05/2016
253 SE 1420 Dist. Norte F2	1.0	30.0	429.0	7,381.6	22/05/2016
243 SE 1322 Dist. Ctro. F3 C4	140.9	19.9	23.4	402.6	29/05/2016
288 SLT1722 Dist. Sur F1	3.0	80.0	10.7	183.9	31/05/2016
280 SLT 1721 Dist. Norte F3	64.3	30.0	11.2	192.7	02/06/2016
317 SLT 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste F1	0.0	0.0	22.5	386.8	13/06/2016
304 LT 1805 Línea de Trans. Huasteca-Monterrey	441.8	0.0	126.8	2,182.3	15/06/2016
320 LT 1905 Trans. Sureste-Peninsular F1 C2	2.0	100.0	7.9	135.4	17/06/2016
317 SLT 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste F2	0.0	225.0	8.7	150.0	04/07/2016
308 SLT 1804 Subestaciones y Líneas de Trans. Oriental Peninsular F4	0.0	525.0	14.0	240.0	10/07/2016
273 SLT 1621 Dist. Norte-Sur F6	6.3	30.0	9.2	159.0	15/07/2016
274 SE 1620 Dist. Valle de México F2	26.2	420.0	89.8	1,544.3	30/07/2016
316 SE 1901 Subestaciones de Baja Calif. C3	13.9	255.0	17.1	293.9	09/08/2016
213 SE 1211 Noreste-Central (DIST) F5 C2	129.8	30.0	19.4	334.2	13/08/2016
322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F4	427.5	102.4	139.9	2,406.8	21/08/2016
292 SE 1701 Subestación Chimalapa Dos	19.4	500.0	55.4	952.4	30/08/2016

322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F7	334.9	111.6	56.5	971.7	01/09/2016
104 SLT 706 Sistemas Norte F3	8.6	60.0	11.9	205.1	04/09/2016
339 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F3	0.0	0.0	6.6	112.7	08/09/2016
322 SLT 1921 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F3 C	462.7	116.6	101.4	1,744.6	16/08/2016
306 SE 1803 Subestaciones del Occidental F3	108.4	500.0	35.4	608.4	30/09/2016
339 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F1	36.6	11.7	11.0	188.8	07/10/2016
321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Dist. F6	0.2	30.0	4.9	84.1	15/10/2016
251 SE 1421 Dist. Sur F2 C2	0.2	30.0	5.4	93.6	01/11/2016
190 SE 1120 Noroeste F3 (DIST)	27.1	30.0	6.9	117.9	04/12/2016
283 LT Red de Transm. Asoc. ACC Norte III (1723)	21.1	0.0	17.4	298.5	11/01/2017
kbt3887 6rw3e00x	27.0	0.0	11.0	189.3	12/01/2017
320 LT 1905 Trans. Sureste-Peninsular F2	367.4	0.0	38.6	663.8	21/01/2017
319 SLT 1904 Trans. y Transformación de Occidente F2	5.0	500.0	23.6	405.2	03/03/2017
214 SE 1210 Norte-Noreste F6 (DIST)	24.5	0.0	4.1	70.5	15/03/2017
317 SLT 1902 Subestaciones y Compensación del Noroeste F3	76.4	500.0	33.3	573.1	24/03/2017
215 SLT 1201 Trans. y Transf. Baja Calif. F5	31.2	0.0	12.5	214.7	26/03/2017
307 SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transm. del Norte F2	158.8	0.0	35.2	605.5	25/04/2017
339 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Dist. F4	0.0	0.0	32.3	555.4	07/05/2017
274 SE 1620 Dist. Valle de México F1	16.1	780.0	94.6	1,627.6	08/05/2017
234 SLT 1302 Transm. y Transf. Noroeste F1	25.2	500.0	29.8	512.6	06/07/2017
339 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Distrib. F7	870.2	309.5	222.7	3,832.4	09/07/2017
340 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Distrib. F6	158.0	62.1	65.9	1,133.6	15/07/2017
314 LT 1911 Red de Transm. Asociada al CC Empalme II	118.9	1,750.0	90.0	1,548.2	01/08/2017
297 LT 1811 Red de Transm. Asociada al CC Empalme I	425.6	0.0	86.7	1,491.5	23/08/2017
339 SLT 2021 Reducción de Perdidas de Energía en Distrib. F8	156.0	46.5	85.4	1,468.6	06/09/2017
	5,410.4	9,636.6	2,522.0	43,395.3	

Centrales:					
Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en millones de:		Etapa de Operación
	Km-c	MVA	Dólares	Pesos	
261 CCC Cogeneración Salamanca FI		373.1	319.9	5,504.4	17/09/2015
226 CCI Guerrero Negro III		11.0	25.3	435.3	30/09/2015
171 CC Agua Prieta II C2		394.1	251.7	4,330.9	20/11/2015
Campo Solar al Proyecto 171 CC Agua Prieta II		14.0	46.2	794.9	20/11/2015
268 CCI Guerrero Negro IV		6.5	20.6	354.5	01/12/2015
264 CC Centro I		642.3	439.8	7,567.4	22/01/2016
284 CG Los Humeros III Fase A		25.0	43.0	739.9	06/04/2016
286 CCI Baja California Sur V		41.3	106.9	1,839.4	01/06/2016
36 CC Baja California III		294.0	215.6	3,709.7	16/08/2016
296 CC Empalme I		770.2	476.8	8,204.7	06/11/2017
298 CC Valle de México II		615.2	425.3	7,318.1	07/11/2017
38 CC Norte III (Juárez) C2		906.7	562.4	9,676.4	13/11/2017
313 CC Empalme II		791.2	397.0	6,830.8	28/04/2018
327 CG Azufres III F2 (DIST)		25.0	51.3	882.5	15/06/2018
43 CC Noreste		888.8	345.5	5,944.2	01/07/2018
289 CH Chicoasén II		240.0	386.5	6,650.3	02/07/2018
		6,038.4	4,113.8	70,783.4	

Infraestructura Asociada:

Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en millones de:		Etapa de Operación
	Km-c	MVA	Dólares	Pesos	
Gasoducto Morelos (Tlaxcala Cautla)		0	175.0	3,011.3	17/08/2015

Rehabilitación y/o Modernización :			
Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en millones de:		Etapas de Operación
	Dólares	Pesos	
216 RM CCC Poza Rica FI	136.8	2,353.8	30/10/2015
258 RM CT Altamira U1 y 2	379.9	6,536.7	25/04/2017
311 RM CCC Tula Paquetes 1 y 2	323.1	5,559.4	02/09/2017
312 RM CH Temascal Unidades 1 a 4	26.5	456.0	18/09/2018
278 RM CT José López Portillo	214.0	3,682.2	27/02/2019
	1,080.3	18,588.2	

Estos proyectos se registran bajo el esquema de PIDIREGAS y la CFE aplica la política contable descrita en la Nota 3-d. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS).

c. Fideicomisos

1. **Ámbito de actuación.**

- 1.1. CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 14 (catorce) Fideicomisos, de los cuales 1 (uno) se encuentra en vías o en proceso de extinción.
- 1.2. De conformidad a su objeto y características operativas pueden tipificarse en los siguientes grupos:
 - a. Ahorro de energía
 - b. Gastos previos
 - c. Administración de contratos de obra
 - d. Fideicomisos de participación indirecta

a. Ahorro de energía

Los constituidos para la ejecución de programas de promoción y fomento al ahorro de energía.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE), constituido el 14 de agosto de 1990	Constitución: Confederación de Cámaras Industriales (CONCAMIN), Cámara Nacional de la Industria de Transformación (CANACINTRA), Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas (CANAME), Cámara Nacional de la Industria de la Construcción (CNIC), Cámara Nacional de Empresas de Consultoría (CNEC) y Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República (SUTERM)	Nacional Financiera, S.N.C.	<p>a. Los consumidores de energía eléctrica que resulten beneficiarios de los servicios que imparta el Fideicomiso.</p> <p>b. CFE solo por los materiales que hubieren de formar parte de la infraestructura del servicio público de energía eléctrica.</p>
Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali (FIPATERM), constituido el 19 de octubre de 1990	CFE	Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, S.N.C.	CFE

Al 31 de diciembre de 2015, el Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por \$1,324,681 y pasivos por \$26,941.

b. Gastos previos

Los constituidos para el financiamiento y la cobertura de gastos previos a la ejecución de proyectos, posteriormente recuperables con cargo a quien los realice para ajustarse a la normatividad aplicable al tipo de proyecto que se trate.

Fideicomiso	Participación de CFE			Tipo de proyectos
	Fideicomitente	Fideicomisario	Fiduciario	
Administración de gastos previos CPTT, constituido el 11 de agosto de 2003	CFE	CFE	Banco Nacional de Comercio Exterior, S.N.C.	Inversión directa
Administración y traslado de dominio 2030, constituido el 30 de Septiembre de 2000	CFE	<p>En primer lugar: Los adjudicatarios de los contratos.</p> <p>En segundo lugar: CFE</p>	Banobras, S.N.C.	Inversión condicionada

Al 31 de diciembre de 2015, el Fideicomiso de Administración de Gastos Previos tiene activos por \$4,897,869 y pasivos por \$4,588,974.

Al 31 de diciembre 2015 el Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 393,714.

c. Administración de contratos de obra

A partir de la década de los 90, el Gobierno Federal instrumentó diversos esquemas de tipo extra-presupuestal con el propósito de continuar con la inversión en proyectos de infraestructura. Los esquemas fueron diseñados bajo dos modalidades:

- Proyectos Llave en Mano (1990)
- Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT) (1996)

Proyectos Llave en Mano.- Bajo este esquema se llevaron a cabo obras de plantas para la generación de energía eléctrica y de líneas de transmisión, a través de un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio, ligado con un contrato de arrendamiento. En esta modalidad la fiduciaria realiza las siguientes funciones:

Contratación de créditos, administración del patrimonio del fideicomiso (activos), recepción de las rentas de parte de CFE y transferir de manera gratuita el activo a CFE una vez cubiertas dichas rentas en cantidad suficiente para pagar los créditos contratados.

La CFE participa en el pago de las rentas al fiduciario con base en los créditos contratados por el fideicomiso, instruyendo al fiduciario para el pago a contratistas, recibiendo a cambio facturas aprobadas por el área de construcción, pago de impuestos y otros cargos, incluidos los honorarios fiduciarios.

Estos fideicomisos de administración y traslado de dominio se llevaron a cabo con apego a los "Lineamientos para la realización de proyectos termoeléctricos con recursos extra-presupuestales", así como los "Lineamientos para la realización de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones con recursos extra-presupuestales" emitidos por la Secretaría de la Función Pública (antes Secretaría de Contraloría y Desarrollo Administrativo).

Proyectos Construir, Arrendar y Transferir (CAT).- En el año de 1996 inició la etapa de transición para llevar a cabo los fideicomisos denominados CAT, en los cuales el fiduciario administra el patrimonio (activos) y lo transfiere a CFE una vez cubiertas las rentas. Los créditos son contratados directamente con un Consorcio que es una sociedad de propósito específico, existiendo para estos efectos un contrato de fideicomiso irrevocable de administración y traslado de dominio.

La CFE en este tipo de fideicomisos participa en la realización del pago de rentas con base en las tablas de amortización trimestrales presentadas por los consorcios en sus ofertas. La mayoría de estas tablas incluyen cuarenta pagos trimestrales. Los proyectos que se llevaron a cabo bajo esta modalidad y se encuentran vigentes son los siguientes:

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
C.C.C. Chihuahua, constituido el 8 de diciembre de 1997	Norelec del Norte, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
C.C.C. Rosarito III (8 y 9), constituido el 22 de agosto de 1997	CFE y Rosarito Power, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
C.T. Samalayuca II, constituido el 2 de mayo de 1996	Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V.	En primer lugar: El banco extranjero representante común de los acreedores; En segundo lugar: Compañía Samalayuca II, S. A. de C. V. En tercer lugar: CFE	Banco Nacional de México, S. A.

En el último trimestre de 2015 se celebró el convenio de extinción total del contrato del fideicomiso C.G. Cerro Prieto IV, constituido el 28 de noviembre de 1997.

Al 31 de Diciembre de 2015, CFE tiene activos fijos por \$15,434,571 y pasivos por \$3,826,194 correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

Terminal de Carbón de CT Presidente Plutarco Elías Calles:

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Terminal de Carbón CT Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), constituido el 22 de noviembre de 1996	Techint, S. A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y TechintCompagnia Técnica Internazionale S.P.A.	En primer lugar: Carbonser, S.A. de C.V En segundo lugar: CFE	Banco Nacional de México, S. A. (Banamex)

En 1996 se celebró un contrato de fideicomiso irrevocable de administración, garantía y traslado de dominio número 968001, el cual entre sus fines estableció que el fiduciario celebrará con CFE el contrato de prestación de servicios.

Con la entrada en vigor del contrato de prestación de servicios de manejo de carbón, entre CFE y Banco Nacional de México, S.A. (Banamex) como fiduciaria del Fideicomiso Petacalco, integrado por las empresas Techint Compagnia Tecnica Internazionale S.P.A., Grupo Mexicano de Desarrollo, S. A. de C. V. y Techint, S. A., suscrito el 22 de noviembre de 1996, conforme a lo establecido en la cláusula 8.1, la Comisión paga al prestador los importes de las facturas relacionadas con el cargo fijo por capacidad.

Instalación	Registro contable de cargo fijo por capacidad de Ene-Dic 2015
Carbón Petacalco	\$99,845

d. Fideicomisos de participación indirecta

Adicionalmente mantiene relación indirecta por no ser Fideicomitente, pero con participación en calidad de acreditado, con cinco Fideicomisos de garantía y pago de financiamiento, constituidos por Instituciones Financieras como Fideicomitente y Fideicomisarios para la emisión de valores vinculados a créditos otorgados a CFE. La propia CFE está nominada como Fideicomisaria en segundo lugar, por la eventualidad específica de que adquiera algunos de los certificados emitidos, y mantiene representación en sus Comités Técnicos de conformidad con las disposiciones contractuales (ver Nota 11).

CFE está obligada a cubrir al Fideicomiso en los términos del "Contrato de indemnización" que forma parte del contrato de Fideicomiso, los gastos en que éstos incurran por la emisión de valores y su administración.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Fideicomiso N° 161, constituido el 2 de octubre de 2003	ING (México), S. A. de C. V., Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 194, constituido el 3 de mayo de 2004	En primer lugar: ING (México), S. A. de C. V. y Casa de Bolsa, ING Grupo Financiero. En segundo lugar: Deutsche Securities, S. A. de C. V. y Casa de Bolsa.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 290, constituido el 7 de abril de 2006	Casa de Bolsa BBVA Bancomer, S. A. de C. V., Grupo Financiero BBVA Bancomer, HSBC Casa de Bolsa, S. A. de C. V., Grupo Financiero HSBC e IXE Casa de Bolsa, S. A. de C. V., IXE Grupo Financiero.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex
Fideicomiso N° 232246, constituido el 3 de noviembre de 2006	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	HSBC México, S. A., Grupo Financiero HSBC

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
Fideicomiso N° 411, constituido el 6 de agosto de 2009	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	Banamex

Al 31 de Diciembre de 2015, existen fondos por disponer en el fideicomiso No. 232246 por \$8,821.

2 Naturaleza jurídica.

2.1 De conformidad con la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, ninguno de los fideicomisos se consideran como Fideicomisos Públicos con la calidad de "Entidad", en virtud de:

- a. En 10 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.
- b. Los 7 restantes no cuentan con estructura orgánica análoga a la de las entidades paraestatales que los conforman como "entidades" en los términos de la Ley.

2.2 La SHCP ha mantenido en registro para efectos de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, únicamente para el caso de 7 (siete) de ellos, por la asignación de recursos federales, o la aportación del usufructo de terrenos propiedad de CFE donde se construirán las obras.

Registro de Fideicomisos ante SHCP		
No.	Fideicomisos	Registro
1	Fideicomiso Aislamiento Térmico de la Vivienda Mexicali, FIPATERM	700018TOQ058
2	Fideicomiso de Gastos Previos	200318TOQ01345
3	Fideicomiso de Admón. y Traslado de Dominio 2030	200318TOQ01050
4	Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE)	700018TOQ149
5	C. C.C. Chihuahua	199818TOQ00857
6	C. T. Monterrey II*	199818TOQ00850
7	C. G. Cerro Prieto IV*	199818TOQ00860

*El registro de estos fideicomisos se encuentra en proceso de baja ante la SHCP, en virtud de su reciente extinción.

25. Cuentas de orden

Las cuentas de orden al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, se componen de los siguientes conceptos:

Concepto	2015	2014
Cuentas de orden de administración de cartera de la extinta Luz y Fuerza del Centro		
Activo	\$ 5,148,310	\$ 5,171,202
Total cuentas de orden activo	\$ 5,148,310	\$ 5,171,202

26. Información por segmentos

El Gobierno Federal por conducto de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT) otorgó concesión a CFE para instalar, operar y explotar una red pública de comunicaciones.

Esta red, indispensable para la operación de CFE, se convierte en un complemento importante de la red de telecomunicaciones de todo el país, por lo que con fecha 28 de marzo de 2006 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo No. 33/2006 emitido por la Junta de Gobierno de CFE de fecha 28 de febrero de 2006, mediante el cual se reforman diferentes numerales del estatuto orgánico de CFE, para modificar el objeto con la prestación del servicio de telecomunicaciones en términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

Con el propósito de maximizar la utilización de dicha red de fibra óptica, y dado que ésta cuenta con la capacidad de ofrecer servicios a terceros, la CFE solicitó y obtuvo el día 10 de noviembre de 2006 de parte de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), un título de "Concesión de red pública de telecomunicaciones para la prestación de los servicios de provisión y arrendamiento de capacidad de la red y la comercialización de la capacidad adquirida, respecto de redes de otros concesionarios, originalmente en 71 poblaciones del país", los cuales se han incrementado a nivel nacional con una vigencia inicial de 15 años prorrogables.

Para efectos de lograr una adecuada operación de la red, tanto para propósitos internos como para el uso por terceros, la Junta de Gobierno de CFE autorizó la modificación de la estructura orgánica creando dos Coordinaciones: la primera, la Coordinación de Fibra Óptica, dedicada a la operación y mantenimiento de la red de fibra óptica; y la segunda, la Coordinación de CFE Telecom, con funciones relacionadas con la comercialización de los servicios autorizados en el título de concesión.

Actualmente se han firmado 203 contratos con 148 Clientes de los segmentos, Industria, Empresa y Gobierno.

Al 31 de diciembre de 2015, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 40,737.26 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 34,780.55 kilómetros y Red de Acceso y Acceso Local 5,956.71 Km., desarrollada para incrementar la seguridad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y que permitirá instrumentar una solución de largo plazo para las comunicaciones técnico-administrativas de voz, datos, video, entre otras; sustituyendo paulatinamente los servicios de telecomunicaciones que actualmente son prestados por terceros.

El segmento CFE TELECOM que se describe, incluye ingresos principalmente por la prestación de servicios de provisión y arrendamiento de la capacidad de la red y comercialización de la capacidad adquirida, respecto de otros concesionarios a nivel nacional con infraestructura propia y/o arrendada, así como ingresos obtenidos por adecuaciones y sus costos incurridos en cada rubro.

En cumplimiento al mandato constitucional derivado de la reforma de telecomunicaciones, la CFE interpuso el 17 de diciembre de 2014 ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT) la solicitud de autorización para ceder su título de concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones a favor de TELECOMM.

El 24 de septiembre de 2015, mediante comunicado 77/2015 el IFT autorizó los términos de la cesión del título de concesión otorgado a CFE para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones, a favor de TELECOMM.

Con comunicado 3/2016 publicado el 21 de enero de 2016, el IFT otorgó a TELECOMM el Título de Concesión de uso comercial con carácter de red compartida mayorista de servicios de telecomunicaciones. TELECOMM será titular de los derechos y obligaciones inherentes a la Concesión y deberá garantizar la continuidad de los servicios de telecomunicaciones, en los términos y condiciones en ella señalados.

La CFE conserva la red de fibra óptica, derechos de vía, torres, postería, edificios e instalaciones, garantizando a TELECOMM el acceso efectivo y compartido a dicha infraestructura para su aprovechamiento eficiente a fin de lograr el adecuado ejercicio de sus funciones y el cumplimiento de sus objetivos.

a. Información por segmento operativo

Al 31 de diciembre de 2015				
Concepto	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL	
Ingresos	\$ 306,864,019	\$ 1,186,403	\$	308,050,422
Depreciación y amortización	(45,250,958)	(1,024)		(45,251,982)
Ingreso (costo) financiero	(59,359,444)	2,080		(59,357,364)
Utilidad (pérdida) de operación	(36,027,323)	673,524		(35,353,799)
Inversión en activos productivos	1,085,929,698	16,692 (*)		1,085,946,390
Activos totales	1,291,041,315	391,562		1,291,432,877

Al 31 de diciembre de 2014				
Concepto	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL	
Ingresos	\$ 333,397,051	\$ 1,038,780	\$	334,435,831
Depreciación y amortización	(41,563,843)	(1,062)		(41,564,905)
Ingreso (costo) financiero	(43,927,332)	2,092		(43,925,240)
Utilidad (pérdida) de operación	(5,813,642)	366,950		(5,446,692)
Inversión en activos productivos	998,039,071	17,716 (*)		998,056,787
Activos totales	1,175,702,740	245,535		1,175,948,275

Los ingresos por concepto de CFE TELECOM, se incluyen en el estado de resultados en otros ingresos, neto.

(*) Sólo considera el costo del edificio administrativo, el mobiliario y equipo de oficina y de transporte, asignado al personal de esa área. En la columna de energía se incluye la inversión en la red de fibra óptica con un valor al 31 de diciembre de 2015 y 2014 de \$5,084,722 y \$5,301,639, respectivamente.

b. Plantas, instalaciones y equipo en proceso operativo

Formando parte del rubro plantas, instalaciones y equipo se incluyen las plantas, instalaciones y equipo en operación cuyo saldo neto se integra como sigue:

	2015	2014
Corporativo	\$ 3,307,104	\$ 3,421,128
Generación	474,381,349	386,769,392
Distribución	293,513,286	279,705,982
Transmisión y transformación	197,116,705	196,593,461
Fibra óptica	4,797,461	4,917,545
Construcción	<u>1,464,912</u>	<u>1,536,668</u>
	974,580,817	872,944,176
Equipo Productores Externos	72,399,083	77,553,533
Desmantelamiento CN Laguna Verde	<u>255,556</u>	<u>270,121</u>
Total de propiedades, plantas y equipo (Neto)	<u>\$ 1,047,235,456</u>	<u>\$ 950,767,830</u>
Ingresos por división (zona geográfica)		
	2015	2014
Baja California	\$ 17,486,383	\$ 19,481,161
Noroeste	19,274,193	21,140,935
Norte	19,547,554	22,272,054
Golfo Norte	39,774,467	46,894,681
Centro Occidente	11,165,541	13,283,084
Centro Sur	11,708,514	13,152,775
Oriente	14,765,675	16,334,553
Sureste	13,014,045	13,714,983
Bajío	29,135,874	33,204,067
Golfo Centro	13,071,851	15,045,982
Centro Oriente	16,655,617	19,014,636
Peninsular	13,923,680	14,734,242
Jalisco	19,598,943	21,479,752
Valle de México Norte	16,416,316	18,462,179
Valle de México Centro	15,164,937	16,946,562
Valle de México Sur	<u>16,029,652</u>	<u>17,915,815</u>
Subtotal ventas al detalle	<u>286,733,242</u>	<u>323,077,461</u>
En bloque para reventa	4,767,340	1,135,618
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	3,912,766	706,492
Usos ilícitos	3,684,552	2,092,232
Por falla de medición	1,428,036	1,166,132
Por error de facturación	<u>2,226,458</u>	<u>1,863,457</u>
	11,251,812	5,828,313
Otros productos de explotación	<u>4,111,625</u>	<u>3,355,659</u>
Total productos de explotación	<u>\$ 306,864,019</u>	<u>\$ 333,397,051</u>

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

Ventas al detalle	2015	2014
Servicio doméstico	\$ 64,658,261	\$ 62,948,688
Servicio comercial	38,826,636	40,710,415
Servicio para alumbrado público	21,233,845	19,892,164
Servicio agrícola	4,874,494	4,703,419
Servicio industrial	157,140,006	194,822,775
Total ventas al detalle	286,733,242	323,077,461
En bloque para reventa	4,767,340	1,135,618
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	3,912,766	706,492
Usos ilícitos	3,684,552	2,092,232
Por falla de medición	1,428,036	1,166,132
Por error de facturación	2,226,458	1,863,457
Suma	11,251,812	5,828,313
Otros productos de explotación	4,111,625	3,355,659
Total productos de explotación	\$ 306,864,019	\$ 333,397,051

El segmento "Servicios de energía eléctrica" incluye principalmente la venta del servicio público de energía eléctrica, que consiste en: generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica a todos los usuarios del país, así como planear y realizar todas las obras, instalaciones y trabajos que requiera el sistema eléctrico nacional en materia de planeación, ejecución, operación y mantenimiento, con la participación que a los productores independientes de energía les corresponda, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

27. Hechos ocurridos después del periodo sobre el que se informa

El 11 de enero de 2016 se emiten los términos de la estricta separación legal que deberá observar la CFE para realizar actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveduría de Insumos Primarios, y para que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de cada una de las unidades en que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

28. Nuevos pronunciamientos contables

Con el objetivo de avanzar con la actualización de las Normas Internacionales de Información Financiera, el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (IASB), promulgó las modificaciones a las Normas que tienen una fecha de vigencia a partir del 1 de enero de 2016 las cuales se describen a continuación:

- NIIF 1 Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera
- NIIF 10 Estados Financieros Consolidados
- NIIF 11 Acuerdos Conjuntos

NIIF 12 Información a Revelar sobre Participantes en Otras Entidades
NIC 16 Propiedad, Planta y Equipos
NIC 27 Estados Financieros Separados
NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos
NIC 38 Activos Intangibles
NIC 41 Agricultura

De igual forma, el IASB promulgó mejoras a las Normas cuya vigencia inicia a partir de enero del 2016, y las cuales se describen a continuación:

NIIF 5 Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta y Operaciones Discontinuas
NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar
NIC 19 Beneficios a los Empleados
NIC 34 Información Financiera Intermedia

La Empresa valorará el impacto que puedan tener en los Estados Financieros al entrar en vigor dichas Normas Financieras.

29. Emisión de los estados financieros consolidados

La emisión de los estados financieros consolidados y las notas correspondientes deberán ser aprobados en fecha posterior por el Consejo de Administración. Estos órganos tienen la facultad de modificar los estados financieros adjuntos. Los eventos subsecuentes fueron considerados hasta el 31 de marzo de 2016.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

**Estados analíticos de ingreso y egreso presupuestarios
del ejercicio Comprendido del 1º de enero al
31 de diciembre de 2015 y Dictamen
de los auditores independientes**

**Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado**

**Estados analíticos de ingreso y egreso presupuestarios del ejercicio
Comprendido del 1º de enero al 31 de diciembre de 2015 y
Dictamen de los auditores independientes**

Índice

<u>Contenido</u>	<u>Anexos</u>
Informe de los auditores independientes	
Estados presupuestarios	
Analítico de Ingresos	A
Ingreso de Flujo de Efectivo	B
Egresos de Flujo de Efectivo	C
Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Administrativa	D
Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Económica y Por Objeto del Gasto.	E
Estado Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Funcional Programática.	F
Conciliación entre los Ingresos Presupuestarios y Contables	G
Conciliación entre los Egresos Presupuestarios y los Gastos Contables	H
Notas a los estados presupuestales	I

INFORME DE LOS AUDITORES INDEPENDIENTES

Al Consejo de Administración de

Comisión Federal de Electricidad
Empresa Productiva del Estado

Hemos auditado los Estados e Información Financiera Presupuestaria adjuntos de Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado (la Empresa o CFE), correspondientes al ejercicio del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, que comprenden los Estados Analítico de Ingresos; de Ingresos de Flujo de Efectivo; de Egresos de Flujo de Efectivo; Analítico del Presupuesto de Egresos en Clasificación Administrativa; Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Económica y por Objeto del Gasto; Analítico del Ejercicio del Presupuesto de Egresos en Clasificación Funcional Programática, y otra información explicativa, respecto al cumplimiento con las disposiciones establecidas en la Ley General de Contabilidad Gubernamental, Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y su Reglamento, el Manual de Contabilidad Gubernamental para el Sector Paraestatal Federal emitido por la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, así como la normativa emitida por el Consejo Nacional de Armonización Contable (CONAC), en cuanto al registro y preparación de dichos estados e información financiera presupuestaria.

Responsabilidad de la administración en relación con los Estados Presupuestarios.

La administración de la Empresa es responsable de la preparación de los Estados e Información Presupuestaria adjunta, de conformidad con los ordenamientos antes indicados y del control interno que la administración consideró necesario para la preparación de estos Estados e Información Financiera Presupuestaria, libres de desviación importante debido a fraude, error e incumplimiento.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es expresar una opinión sobre los Estados e Información Presupuestaria adjunta con base en nuestra auditoría, la cual llevamos a cabo de conformidad con las Normas Internacionales de Auditoría. Dichas normas exigen que cumplamos los requerimientos de ética, así como que planifiquemos y ejecutemos la auditoría con el fin de obtener una seguridad razonable sobre si los Estados e Información Presupuestaria están libres de desviaciones importantes.

Una auditoría conlleva la aplicación de procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los importes y la información revelada en los Estados e Información Financiera Presupuestaria. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluida la evaluación de los riesgos de desviación importante en los Estados Presupuestarios, debida a fraude, error e incumplimiento. Al efectuar dicha evaluación del riesgo, el auditor tiene en cuenta el control interno relevante para la preparación de los Estados e Información Financiera Presupuestaria por parte de la administración de la Entidad, con el fin de diseñar los procedimientos de auditoría que sean adecuados en función de las circunstancias, y no con la finalidad de expresar una opinión sobre la eficacia del control interno de la Empresa.



Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido proporciona una base suficiente y adecuada para emitir nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los Estados e Información Presupuestaria de Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado, mencionados en el primer párrafo de este informe, correspondientes al ejercicio comprendido del 1 de enero al 31 de diciembre de 2015, han sido preparados, en todos los aspectos importantes, de conformidad con las disposiciones legales y normativas que se mencionan anteriormente.

Párrafo de énfasis

Llamamos a los estados de ingresos y egresos de flujo de efectivo, que muestra que el total de recursos mostrados en el Estado de Egresos de Flujo de Efectivo no considera la cantidad de \$43,400,000 (miles) correspondiente al entero a la Tesorería de la Federación por concepto de aprovechamiento. Por ésta razón, el total de recursos mostrados en el Estado de Ingresos de Flujo de Efectivo difiere en ese mismo monto del Estado de Egresos de Flujo de Efectivo.

Lo anterior, conforme a los oficios 307-A-4562 y 309-A-0239/2012 emitidos por la Subsecretaría de Egresos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) de fecha 20 de agosto de 2012, en el cual se señala que el aprovechamiento se registre como una disposición en la disponibilidad final.

Base de preparación

Sin que ello tenga efecto en nuestra opinión, llamamos la atención sobre lo mencionado en la Nota 2 a los Estados e Información Presupuestaria adjunta, en la que se describe la base de preparación de los mismos en cumplimiento con las disposiciones normativas a que está sujeta la Empresa.

Los Estados Presupuestarios adjuntos han sido preparados para ser integrados en el Reporte de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, y están presentados en los formatos que para tal efecto fueron establecidos por la Unidad de Contabilidad Gubernamental de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por lo que pueden no ser adecuados para otra finalidad.

Los estados financieros consolidados de la CFE al 31 de diciembre de 2015 fueron preparados de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera

Gossler, S.C.

Leobardo Brizuela Arce
Contador Público Certificado

Ciudad de México
Abril 8, 2016

ESTADO ANALÍTICO DE INGRESOS
TOQ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(PESOS)

RUBRO DE INGRESOS	INGRESOS					DIFERENCIA (6 = 5 - 1)
	ESTIMADO	AMPLIACIONES Y REDUCCIONES	MODIFICADO	DEVENGADO	RECAUDADO	
	(1)	(2)	(3 = 1 + 2)	(4)	(5)	
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0
CUOTAS Y APORTACIONES DE SEGURIDAD SOCIAL	0	0	0	0	0	0
CONTRIBUCIONES DE MEJORAS	0	0	0	0	0	0
DERECHOS	0	0	0	0	0	0
PRODUCTOS	0	0	0	0	0	0
CORRIENTE	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	0	0	0	0	0	0
APROVECHAMIENTOS	0	0	0	0	0	0
CORRIENTE	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	0	0	0	0	0	0
INGRESOS POR VENTAS DE BIENES Y SERVICIOS	356,816,683,287	-13,048,158,792	343,768,524,495	320,001,946,215	343,768,524,495	-13,048,158,792
PARTICIPACIONES Y APORTACIONES	0	0	0	0	0	0
TRANSFERENCIAS, ASIGNACIONES, SUBSIDIOS Y OTRAS AYUDAS	0	317,476,584	317,476,584	0	317,476,584	317,476,584
INGRESOS DERIVADOS DE FINANCIAMIENTOS	17,100,000,000	-1,728,906,947	15,371,093,053	0	15,371,093,053	-1,728,906,947
TOTAL	373,916,683,287	-14,459,589,155	359,457,094,132	320,001,946,215	359,457,094,132	
				INGRESOS EXCEDENTES		-14,459,589,155

ESTADO ANALÍTICO DE INGRESOS POR FUENTE DE FINANCIAMIENTO	INGRESOS					DIFERENCIA (6 = 5 - 1)
	ESTIMADO	AMPLIACIONES Y REDUCCIONES	MODIFICADO	DEVENGADO	RECAUDADO	
	(1)	(2)	(3 = 1 + 2)	(4)	(5)	
INGRESOS DEL GOBIERNO	0	0	0	0	0	0
IMPUESTOS	0	0	0	0	0	0
CONTRIBUCIONES DE MEJORAS	0	0	0	0	0	0
DERECHOS	0	0	0	0	0	0
PRODUCTOS	0	0	0	0	0	0
CORRIENTE	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	0	0	0	0	0	0
APROVECHAMIENTOS	0	0	0	0	0	0
CORRIENTE	0	0	0	0	0	0
CAPITAL	0	0	0	0	0	0
PARTICIPACIONES Y APORTACIONES	0	0	0	0	0	0
TRANSFERENCIAS, ASIGNACIONES, SUBSIDIOS Y OTRAS AYUDAS	0	0	0	0	0	0
INGRESOS DE ORGANISMOS Y EMPRESAS	356,816,683,287	-12,730,682,208	344,086,001,079	320,001,946,215	344,086,001,079	-12,730,682,208
CUOTAS Y APORTACIONES DE SEGURIDAD SOCIAL	0	0	0	0	0	0
INGRESOS POR VENTAS DE BIENES Y SERVICIOS	356,816,683,287	-13,048,158,792	343,768,524,495	320,001,946,215	343,768,524,495	-13,048,158,792
TRANSFERENCIAS, ASIGNACIONES, SUBSIDIOS Y OTRAS AYUDAS	0	317,476,584	317,476,584	0	317,476,584	317,476,584
INGRESOS DERIVADOS DE FINANCIAMIENTO	17,100,000,000	-1,728,906,947	15,371,093,053	0	15,371,093,053	-1,728,906,947
INGRESOS DERIVADOS DE FINANCIAMIENTOS	17,100,000,000	-1,728,906,947	15,371,093,053	0	15,371,093,053	-1,728,906,947
TOTAL	373,916,683,287	-14,459,589,155	359,457,094,132	320,001,946,215	359,457,094,132	
				INGRESOS EXCEDENTES		-14,459,589,155

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la
Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos

CUENTA PÚBLICA 2015
INGRESOS DE FLUJO DE EFECTIVO
TOQ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(PESOS)

CONCEPTO	ESTIMADO	MODIFICADO	RECAUDADO	DIFERENCIA ENTRE RECAUDADO Y ESTIMADO
TOTAL DE RECURSOS^{1/}	401,033,511,348	394,248,786,748	394,248,786,748	-6,784,724,600
DISPONIBILIDAD INICIAL	27,116,828,061	34,791,692,616	34,791,692,616	7,674,864,555
CORRIENTES Y DE CAPITAL	356,816,683,287	343,768,524,495	343,768,524,495	-13,048,158,792
VENTA DE BIENES	0	0	0	0
INTERNAS	0	0	0	0
EXTERNAS	0	0	0	0
VENTA DE SERVICIOS	351,801,859,384	293,792,191,178	293,792,191,178	-58,009,668,206
INTERNAS	350,638,972,823	292,485,844,680	292,485,844,680	-58,153,128,143
EXTERNAS	1,162,886,561	1,306,346,498	1,306,346,498	143,459,937
INGRESOS DIVERSOS	5,014,823,903	49,976,333,317	49,976,333,317	44,961,509,414
VENTA DE INVERSIONES	0	0	0	0
RECUPERACIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS	0	0	0	0
RECUPERACIÓN DE ACTIVOS FINANCIEROS	0	0	0	0
INGRESOS POR OPERACIONES AJENAS	0	0	0	0
POR CUENTA DE TERCEROS	0	0	0	0
POR EROGACIONES RECUPERABLES	0	0	0	0
SUBSIDIOS Y APOYOS FISCALES	0	317,476,584	317,476,584	317,476,584
SUBSIDIOS	0	0	0	0
CORRIENTES	0	0	0	0
DE CAPITAL	0	0	0	0
APOYOS FISCALES	0	317,476,584	317,476,584	317,476,584
CORRIENTES	0	317,476,584	317,476,584	317,476,584
OTROS	0	317,476,584	317,476,584	317,476,584
INVERSIÓN FÍSICA	0	0	0	0
INTERESES, COMISIONES Y GASTOS DE LA DEUDA	0	0	0	0
INVERSIÓN FINANCIERA	0	0	0	0
AMORTIZACIÓN DE PASIVOS	0	0	0	0
SUMA DE INGRESOS DEL AÑO	356,816,683,287	344,086,001,079	344,086,001,079	-12,730,682,208
ENDEUDAMIENTO (O DESENDEUDAMIENTO) NETO	17,100,000,000	15,371,093,053	15,371,093,053	-1,728,906,947
INTERNO	8,000,000,000	8,333,333,034	8,333,333,034	333,333,034
EXTERNO	9,100,000,000	7,037,760,019	7,037,760,019	-2,062,239,981

1/ En modificado y recaudado los totales de los ingresos de flujo de efectivo, difieren con el modificado y pagado de los totales de egresos de flujo de efectivo, derivado del aprovechamiento a cargo de CFE por 43,400 millones de pesos, de conformidad con el oficio 102-K-066 de fecha 4 de noviembre de 2015 y de acuerdo al mecanismo presupuestario y contable emitido por las Unidades de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública y, de Política y Control Presupuestario, mediante oficios N° 309-A.-0239/2012 y 307-A.-4562 de fecha 20 de agosto de 2012.

Fuente: Estimado y Modificado, sistemas globalizadores de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Recaudado, el ente público.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la
Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos

CUENTA PÚBLICA 2015
EGRESOS DE FLUJO DE EFECTIVO
TOQ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(PESOS)

CONCEPTO	ASIGNACIÓN DEL PRESUPUESTO				PRESUPUESTO PAGADO		
	APROBADO	MODIFICACIONES			RECURSOS PROPIOS	SUBSIDIOS Y APOYOS FISCALES	TOTAL
		AUMENTOS	DISMINUCIONES	DEFINITIVO			
TOTAL DE RECURSOS^{1/}	401,033,511,348	53,430,643,524	103,615,368,124	350,848,786,740	350,531,310,164	317,476,584	350,848,786,740
GASTO CORRIENTE	270,649,248,546	11,314,935,587	14,922,789,791	267,041,394,342	266,723,917,758	317,476,584	267,041,394,342
SERVICIOS PERSONALES	54,558,003,274	86,357,839	2,534,101,143	52,110,259,970	52,110,259,970	0	52,110,259,970
SUELDOS Y SALARIOS	15,000,198,967	0	1,208,882,937	13,791,316,030	13,791,316,030	0	13,791,316,030
GASTOS DE PREVISIÓN SOCIAL	6,403,354,211	0	714,990,570	5,688,363,641	5,688,363,641	0	5,688,363,641
OTROS	33,154,450,096	86,357,839	610,227,636	32,630,580,299	32,630,580,299	0	32,630,580,299
DE OPERACIÓN	126,611,067,795	6,059,370,242	9,134,059,478	123,536,378,559	123,218,901,975	317,476,584	123,536,378,559
COMBUSTIBLE PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	63,836,000,000	5,799,340,177	2,044,900,000	67,590,440,177	67,272,963,593	317,476,584	67,590,440,177
ADQUISICIÓN DE ENERGÍA	2,229,335	668,526	0	2,897,861	2,897,861	0	2,897,861
FLETES	158,215,633	0	71,533,435	86,682,198	86,682,198	0	86,682,198
CONSERVACIÓN Y MANTENIMIENTO CON TERCEROS	5,599,988,911	0	1,590,131,455	4,009,857,456	4,009,857,456	0	4,009,857,456
SERVICIOS TÉCNICOS PAGADOS A TERCEROS	868,952,330	224,921,785	8,742,722	1,085,131,393	1,085,131,393	0	1,085,131,393
SEGUROS	2,555,559,940	34,439,754	359,459	2,589,640,235	2,589,640,235	0	2,589,640,235
OTROS	53,590,121,646	0	5,418,392,407	48,171,729,239	48,171,729,239	0	48,171,729,239
PENSIONES Y JUBILACIONES	28,513,123,389	3,579,045,832	0	32,092,169,221	32,092,169,221	0	32,092,169,221
PAGOS RELATIVOS A PIDREGAS	60,610,954,088	200,104,489	2,659,610,961	58,151,447,616	58,151,447,616	0	58,151,447,616
CARGOS FIJOS	22,039,508,205	0	179,296,389	21,860,211,816	21,860,211,816	0	21,860,211,816
CARGOS VARIABLES	38,571,445,883	200,104,489	2,480,314,572	36,291,235,800	36,291,235,800	0	36,291,235,800
SUBSIDIOS	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS EROGACIONES	356,100,000	1,390,057,185	595,018,209	1,151,138,976	1,151,138,976	0	1,151,138,976
INVERSIÓN FÍSICA	43,277,299,996	574,050,632	9,072,657,403	34,778,693,225	34,778,693,225	0	34,778,693,225
BIENES MUEBLES E INMUEBLES	4,135,948,531	0	1,440,093,509	2,695,855,022	2,695,855,022	0	2,695,855,022
OBRA PÚBLICA	12,427,817,789	574,050,632	4,507,421,154	8,494,447,267	8,494,447,267	0	8,494,447,267
PAGO DE PIDREGAS	16,487,111,407	0	2,686,436,810	13,800,674,597	13,800,674,597	0	13,800,674,597
PAGO DE BLTS	0	0	0	0	0	0	0
MANTENIMIENTO	10,226,422,269	0	438,705,930	9,787,716,339	9,787,716,339	0	9,787,716,339
SUBSIDIOS	0	0	0	0	0	0	0
OTRAS EROGACIONES	0	0	0	0	0	0	0
INVERSIÓN FINANCIERA	0	2,668,290	0	2,668,290	2,668,290	0	2,668,290
OTORGAMIENTO DE CRÉDITO	0	0	0	0	0	0	0
ADQUISICIÓN DE VALORES	0	2,668,290	0	2,668,290	2,668,290	0	2,668,290
COSTO FINANCIERO NETO	14,500,000,000	1,418,932,275	2,416,238,221	13,502,694,054	13,503,064,526	0	13,503,064,526
COSTO FINANCIERO BRUTO	17,797,696,121	1,418,932,275	3,785,874,994	15,430,753,402	15,431,123,874	0	15,431,123,874
INTERNOS	11,651,739,515	618,250,781	3,143,138,808	9,126,851,488	9,126,851,488	0	9,126,851,488
INTERESES	4,710,478,759	618,250,781	0	5,328,729,540	5,328,729,540	0	5,328,729,540
RENDIMIENTOS DEL GOBIERNO FEDERAL	0	0	0	0	0	0	0
PIDREGAS	5,985,213,998	0	2,226,609,949	3,758,604,049	3,758,604,049	0	3,758,604,049
OTROS	956,046,758	0	916,528,859	39,517,899	39,517,899	0	39,517,899
EXTERNOS	4,452,259,409	780,092,074	16,685,919	5,215,665,564	5,215,665,564	0	5,215,665,564
INTERESES	2,963,505,350	551,891,332	0	3,515,396,682	3,515,396,682	0	3,515,396,682
PIDREGAS	1,016,777,154	228,200,742	0	1,244,977,896	1,244,977,896	0	1,244,977,896
BLTS	0	0	0	0	0	0	0
OTROS	471,976,905	0	16,685,919	455,290,986	455,290,986	0	455,290,986
OTROS	1,693,697,197	20,589,420	626,050,267	1,088,236,350	1,088,606,822	0	1,088,606,822
INGRESOS POR INTERESES	3,297,696,121	0	1,369,636,773	1,928,059,348	1,928,059,348	0	1,928,059,348
EGRESOS POR OPERACIONES AJENAS	530,000,000	1,567,712,893	2,162,733,581	-65,020,688	-65,391,160	0	-65,391,160
POR CUENTA DE TERCEROS	0	0	2,162,733,581	-2,162,733,581	-2,163,104,053	0	-2,163,104,053
EROGACIONES RECUPERABLES	530,000,000	1,567,712,893	0	2,097,712,893	2,097,712,893	0	2,097,712,893
SUMA DE EGRESOS DEL AÑO	328,956,548,542	14,878,299,677	28,574,418,996	315,260,429,223	314,942,952,639	317,476,584	315,260,429,223
ENTEROS A TESORERÍA DE LA FEDERACIÓN	0	0	0	0	0	0	0
ORDINARIOS	0	0	0	0	0	0	0
EXTRAORDINARIOS	0	0	0	0	0	0	0
DISPONIBILIDAD FINAL	72,076,962,806	38,552,343,847	75,040,949,128	35,588,357,525	35,588,357,525	0	35,588,357,525

1/ En modificado y pagado los totales de egresos de flujo de efectivo, difieren con el modificado y recaudado de los totales de ingresos de flujo de efectivo, derivado del aprovechamiento a cargo de CFE por 43,400 millones de pesos, de conformidad con el oficio 102-K-066 de fecha 4 de noviembre de 2015 y de acuerdo al mecanismo presupuestario y contable emitido por las Unidades de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública y, de Política y Control Presupuestario, mediante oficios N° 309-A.-0239/2012 y 307-A.-4562 de fecha 20 de agosto de 2012.

Fuente: Presupuesto Aprobado y Modificado, sistemas globalizadores de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; Presupuesto Pagado, el ente público.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la
Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos

Cuenta Pública 2015
 ESTADO ANALÍTICO DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE EGRESOS EN CLASIFICACIÓN ADMINISTRATIVA^{1/}
 TOQ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 (PESOS)

DENOMINACIÓN	APROBADO	MODIFICADO	DEVENGADO	PAGADO	ECONOMÍAS
TOTAL	328,956,548,542	315,260,429,223	391,851,082,474	315,260,429,223	-76,590,653,251

^{1/} Las sumas parciales y total pueden no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Presupuesto Aprobado y Modificado, sistemas globalizadores de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Presupuesto Devengado y Pagado, el ente público.

Dr. Enrique Ochoa Reza
 Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
 Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
 Encargado de la
 Subdirección de Operación
 Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
 Gerente de Presupuestos

CUENTA PÚBLICA 2015
ESTADO ANALÍTICO DEL EJERCICIO DEL PRESUPUESTO DE EGRESOS EN CLASIFICACIÓN ECONÓMICA Y POR OBJETO DEL GASTO^{1/}
TOQ COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(PESOS)

CLASIFICACIÓN ECONÓMICA OBJETO DEL GASTO DENOMINACIÓN	APROBADO	MODIFICADO	DEVENGADO	PAGADO	ECONOMÍAS
TOTAL	328,956,548,542	315,260,429,223	391,851,082,474	315,260,429,223	-76,590,653,251
Gasto Corriente	285,149,248,546	278,381,354,815	359,228,282,609	278,381,354,815	-80,846,927,794
Servicios Personales	54,558,003,274	52,110,259,970	50,787,362,593	52,110,259,970	1,322,897,377
1000 Servicios personales	54,558,003,274	52,110,259,970	50,787,362,593	52,110,259,970	1,322,897,377
1100 Remuneraciones al personal de carácter permanente	14,931,840,713	13,715,233,150	13,367,051,312	13,715,233,150	348,181,838
1200 Remuneraciones al personal de carácter transitorio	68,358,254	76,082,880	74,151,400	76,082,880	1,931,480
1300 Remuneraciones adicionales y especiales	6,770,473,954	6,969,257,818	6,792,332,724	6,969,257,818	176,925,094
1400 Seguridad social	6,403,354,211	5,688,363,641	5,543,955,971	5,688,363,641	144,407,670
1500 Otras prestaciones sociales y económicas	24,952,276,556	25,661,322,481	25,009,871,186	25,661,322,481	651,451,295
1600 Previsiones	1,431,699,586				
Gasto De Operación	126,611,067,795	123,536,378,559	133,079,806,270	123,536,378,559	-9,543,427,711
2000 Materiales y suministros	94,555,900,000	94,823,998,202	95,789,911,594	94,823,998,202	-965,913,392
2100 Materiales de administración, emisión de documentos y artículos oficiales	400,345,928	259,864,273	262,511,345	259,864,273	-2,647,072
2200 Alimentos y utensilios	75,496,501	75,659,393	76,430,092	75,659,393	-770,699
2300 Materias primas y materiales de producción y comercialización	22,495,049,215	20,820,336,526	21,032,420,415	20,820,336,526	-212,083,889
2400 Materiales y artículos de construcción y de reparación	2,127,216,467	910,371,544	919,644,929	910,371,544	-9,273,385
2500 Productos químicos, farmacéuticos y de laboratorio	1,833,329,904	2,027,354,699	2,048,006,107	2,027,354,699	-20,651,408
2600 Combustibles, lubricantes y aditivos	64,923,000,000	68,833,836,696	69,535,004,404	68,833,836,696	-701,167,708
2700 Vestuario, blancos, prendas de protección y artículos deportivos	1,364,100,000	1,086,589,941	1,097,658,363	1,086,589,941	-11,068,422
2900 Herramientas, refacciones y accesorios menores	1,337,361,985	809,985,130	818,235,939	809,985,130	-8,250,809
3000 Servicios generales	32,055,167,795	28,712,380,357	37,289,894,676	28,712,380,357	-8,577,514,319
3100 Servicios básicos	1,059,198,030	1,458,941,105	1,894,784,043	1,458,941,105	-435,842,938
3200 Servicios de arrendamiento	3,015,380,714	2,988,265,293	3,880,977,356	2,988,265,293	-892,712,063
3300 Servicios profesionales, científicos, técnicos y otros servicios	5,665,913,207	5,147,948,630	6,685,842,825	5,147,948,629	-1,537,894,195
3400 Servicios financieros, bancarios y comerciales	3,631,186,796	3,459,049,833	4,492,403,711	3,459,049,833	-1,033,353,878
3500 Servicios de instalación, reparación, mantenimiento y conservación	5,599,988,911	4,009,857,456	5,207,759,163	4,009,857,456	-1,197,901,707
3600 Servicios de comunicación social y publicidad	377,332,497	302,828,547	393,295,312	302,828,547	-90,466,765
3700 Servicios de traslado y viáticos	1,214,960,441	904,907,329	1,175,238,647	904,907,329	-270,331,318
3800 Servicios oficiales	280,538,484	301,529,217	391,607,822	301,529,218	-90,078,605
3900 Otros servicios generales	11,210,668,715	10,139,052,947	13,167,985,797	10,139,052,947	-3,028,932,850
Otros De Corriente	103,980,177,477	102,734,716,286	175,361,113,746	102,734,716,286	-72,626,397,460

CLASIFICACIÓN ECONÓMICA	APROBADO	MODIFICADO	DEVENGADO	PAGADO	ECONOMÍAS
OBJETO DEL GASTO DENOMINACIÓN					
2000 Materiales y suministros	38,571,445,883	36,291,235,800	36,660,912,167	36,291,235,800	-369,676,367
2600 Combustibles, lubricantes y aditivos	38,571,445,883	36,291,235,800	36,660,912,167	36,291,235,800	-369,676,367
3000 Servicios generales	22,070,655,063	20,556,632,099	26,697,223,356	20,556,261,627	-6,140,591,257
3200 Servicios de arrendamiento	22,039,508,205	21,860,211,816	28,390,714,618	21,860,211,816	-6,530,502,802
3900 Otros servicios generales	31,146,858	-1,303,579,717	-1,693,491,262	-1,303,950,189	389,911,545
4000 Transferencias, asignaciones, subsidios y otras ayudas	28,838,076,531	32,384,154,333	69,179,255,386	32,384,154,333	-36,795,101,053
4400 Ayudas sociales	3,914,202	13,718,832	29,306,261	13,718,832	-15,587,429
4500 Pensiones y jubilaciones	28,513,123,389	32,092,169,221	68,555,514,766	32,092,169,221	-36,463,345,545
4600 Transferencias a fideicomisos, mandatos y otros análogos	101,038,940	103,119,657	220,284,927	103,119,657	-117,165,270
4800 Donativos	220,000,000	175,146,623	374,149,432	175,146,623	-199,002,809
9000 Deuda pública	14,500,000,000	13,502,694,054	42,823,722,837	13,503,064,526	-29,321,028,783
9200 Intereses de la deuda pública	11,378,279,140	11,919,648,819	37,802,066,069	11,919,648,819	-25,882,417,250
9300 Comisiones de la deuda pública	940,081,814	131,094,453	415,753,958	131,094,453	-284,659,505
9400 Gastos de la deuda pública	487,941,849	363,714,432	1,153,486,750	363,714,432	-789,772,318
9500 Costo por coberturas	1,693,697,197	1,088,236,350	3,452,416,060	1,088,606,822	-2,364,179,710
Gasto De Inversión	43,807,299,996	36,879,074,408	32,622,799,865	36,879,074,408	4,256,274,543
Inversión Física	43,277,299,996	34,778,693,225	29,898,417,842	34,778,693,225	4,880,275,383
5000 Bienes muebles, inmuebles e intangibles	20,623,059,938	16,496,529,619	29,107,824,300	16,496,529,619	-12,611,294,681
5100 Mobiliario y equipo de administración	183,691,176	25,803,780	-37,472,301	25,803,780	63,276,081
5300 Equipo e instrumental médico y de laboratorio	581,942,046	61,435,174	-89,216,279	61,435,174	150,651,453
5400 Vehículos y equipo de transporte	49,589,595	103,063,872	-149,669,554	103,063,872	252,733,426
5600 Maquinaria, otros equipos y herramientas	3,320,725,714	2,505,552,196	-3,638,567,784	2,505,552,196	6,144,119,980
5800 Bienes inmuebles	16,487,111,407	13,800,674,597	33,022,750,218	13,800,674,597	-19,222,075,621
6000 Inversión pública	22,654,240,058	18,282,163,606	790,593,542	18,282,163,606	17,491,570,064
6200 Obra pública en bienes propios	22,654,240,058	18,282,163,606	790,593,542	18,282,163,606	17,491,570,064
Otros De Inversión	530,000,000	2,100,381,183	2,724,382,023	2,100,381,183	-624,000,840
3000 Servicios generales	530,000,000	2,097,712,893	2,724,382,023	2,097,712,893	-626,669,130
3900 Otros servicios generales	530,000,000	2,097,712,893	2,724,382,023	2,097,712,893	-626,669,130
7000 Inversiones financieras y otras provisiones		2,668,290		2,668,290	2,668,290
7300 Compra de títulos y valores		2,668,290		2,668,290	2,668,290

1/ Las sumas parciales y total pueden no coincidir debido al redondeo.

Fuente: Presupuesto Aprobado y Modificado, sistemas globalizadores de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Presupuesto Devengado y Pagado, el ente público.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la
Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	002	K029	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	002	K029	TOQ	Aprobado					18,697,900			18,697,900	18,697,900			100.0
3	3	05	002	K029	TOQ	Modificado												
3	3	05	002	K029	TOQ	Devengado												
3	3	05	002	K029	TOQ	Pagado												
3	3	05	002	K029	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob												
3	3	05	002	K029	TOQ	Porcentaje Pag/Modif												
3	3	05	002	M001		Actividades de apoyo administrativo												
3	3	05	002	M001		Aprobado	2,950,974,521	13,914,295,742	7,701,563,382	24,566,833,645					24,566,833,645			100.0
3	3	05	002	M001		Modificado	2,661,210,476	14,047,022,871	9,149,882,352	25,858,115,699					25,858,115,699			100.0
3	3	05	002	M001		Devengado	2,593,651,642	18,226,093,140	27,740,979,764	48,560,724,546					48,560,724,546			100.0
3	3	05	002	M001		Pagado	2,661,210,476	14,047,022,871	9,150,252,824	25,858,486,171					25,858,486,171			100.0
3	3	05	002	M001		Porcentaje Pag/Aprob	90.2	101.0	118.8	105.3					105.3			
3	3	05	002	M001		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			
3	3	05	002	M001	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	002	M001	TOQ	Aprobado	2,950,974,521	13,914,295,742	7,701,563,382	24,566,833,645					24,566,833,645			100.0
3	3	05	002	M001	TOQ	Modificado	2,661,210,476	14,047,022,871	9,149,882,352	25,858,115,699					25,858,115,699			100.0
3	3	05	002	M001	TOQ	Devengado	2,593,651,642	18,226,093,140	27,740,979,764	48,560,724,546					48,560,724,546			100.0
3	3	05	002	M001	TOQ	Pagado	2,661,210,476	14,047,022,871	9,150,252,824	25,858,486,171					25,858,486,171			100.0
3	3	05	002	M001	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	90.2	101.0	118.8	105.3					105.3			
3	3	05	002	M001	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			
3	3	05	002	W001		Operaciones ajenas												
3	3	05	002	W001		Aprobado							530,000,000	530,000,000	530,000,000			100.0
3	3	05	002	W001		Modificado			-2,162,733,581	-2,162,733,581			2,097,712,893	2,097,712,893	-65,020,688	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001		Devengado			-2,809,308,088	-2,809,308,088			2,724,382,023	2,724,382,023	-84,926,065	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001		Pagado			-2,163,104,053	-2,163,104,053			2,097,712,893	2,097,712,893	-65,391,160	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001		Porcentaje Pag/Aprob							395.8	395.8	-0-			
3	3	05	002	W001		Porcentaje Pag/Modif			100.0	100.0			100.0	100.0	100.6			
3	3	05	002	W001	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	002	W001	TOQ	Aprobado							530,000,000	530,000,000	530,000,000			100.0
3	3	05	002	W001	TOQ	Modificado			-2,162,733,581	-2,162,733,581			2,097,712,893	2,097,712,893	-65,020,688	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001	TOQ	Devengado			-2,809,308,088	-2,809,308,088			2,724,382,023	2,724,382,023	-84,926,065	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001	TOQ	Pagado			-2,163,104,053	-2,163,104,053			2,097,712,893	2,097,712,893	-65,391,160	-0-	-0-	
3	3	05	002	W001	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob							395.8	395.8	-0-			
3	3	05	002	W001	TOQ	Porcentaje Pag/Modif			100.0	100.0			100.0	100.0	100.6			
3	3	05	003			Distribución y comercialización de energía eléctrica												
3	3	05	003			Aprobado	29,143,549,683	12,023,039,213	880,346,366	42,046,935,262	12,067,090,367			12,067,090,367	54,114,025,629		77.7	22.3
3	3	05	003			Modificado	28,154,017,463	11,609,719,851	775,099,567	40,538,836,881	7,330,030,293			7,330,030,293	47,868,867,174		84.7	15.3
3	3	05	003			Devengado	27,439,285,355	13,458,022,933	2,107,630,192	43,004,938,480	-860,722,241			-860,722,241	42,144,216,239		102.0	-0-
3	3	05	003			Pagado	28,154,017,463	11,609,719,851	775,099,567	40,538,836,881	7,330,030,293			7,330,030,293	47,868,867,174		84.7	15.3
3	3	05	003			Porcentaje Pag/Aprob	96.6	96.6	88.0	96.4	60.7			60.7	88.5			
3	3	05	003			Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0			100.0	100.0			
3	3	05	003	E570		Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y de comercialización de energía eléctrica												
3	3	05	003	E570		Aprobado	28,910,266,769	11,969,631,113	880,329,615	41,760,227,497					41,760,227,497			100.0
3	3	05	003	E570		Modificado	27,941,899,687	11,516,727,810	774,855,957	40,233,483,454					40,233,483,454			100.0
3	3	05	003	E570		Devengado	27,232,552,507	13,337,644,843	2,107,291,437	42,677,488,787					42,677,488,787			100.0
3	3	05	003	E570		Pagado	27,941,899,687	11,516,727,810	774,855,957	40,233,483,454					40,233,483,454			100.0

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	003	E570		96.7	96.2		88.0	96.3					96.3			
3	3	05	003	E570		100.0	100.0		100.0	100.0					100.0			
3	3	05	003	E570	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	E570	TOQ	Aprobado	28,910,266,769	11,969,631,113	880,329,615	41,760,227,497					41,760,227,497		100.0	
3	3	05	003	E570	TOQ	Modificado	27,941,899,687	11,516,727,810	774,855,957	40,233,483,454					40,233,483,454		100.0	
3	3	05	003	E570	TOQ	Devengado	27,232,552,507	13,337,644,843	2,107,291,437	42,677,488,787					42,677,488,787		100.0	
3	3	05	003	E570	TOQ	Pagado	27,941,899,687	11,516,727,810	774,855,957	40,233,483,454					40,233,483,454		100.0	
3	3	05	003	E570	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	96.7	96.2	88.0	96.3								
3	3	05	003	E570	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0								
3	3	05	003	F571		Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica												
3	3	05	003	F571		Aprobado	28,187,245	18,019,786	12,318	46,219,349					46,219,349		100.0	
3	3	05	003	F571		Modificado	24,144,677	8,754,240	23,346	32,922,263					32,922,263		100.0	
3	3	05	003	F571		Devengado	23,531,729	11,155,050	49,872	34,736,651					34,736,651		100.0	
3	3	05	003	F571		Pagado	24,144,677	8,754,240	23,346	32,922,263					32,922,263		100.0	
3	3	05	003	F571		Porcentaje Pag/Aprob	85.7	48.6	189.5	71.2								
3	3	05	003	F571		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0								
3	3	05	003	F571	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	F571	TOQ	Aprobado	28,187,245	18,019,786	12,318	46,219,349					46,219,349		100.0	
3	3	05	003	F571	TOQ	Modificado	24,144,677	8,754,240	23,346	32,922,263					32,922,263		100.0	
3	3	05	003	F571	TOQ	Devengado	23,531,729	11,155,050	49,872	34,736,651					34,736,651		100.0	
3	3	05	003	F571	TOQ	Pagado	24,144,677	8,754,240	23,346	32,922,263					32,922,263		100.0	
3	3	05	003	F571	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	85.7	48.6	189.5	71.2								
3	3	05	003	F571	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0								
3	3	05	003	K001		Proyectos de infraestructura económica de electricidad												
3	3	05	003	K001		Aprobado				5,805,714,619				5,805,714,619			100.0	
3	3	05	003	K001		Modificado				2,346,384,297				2,346,384,297			100.0	
3	3	05	003	K001		Devengado				-1,355,434,245				-1,355,434,245			100.0	
3	3	05	003	K001		Pagado				2,346,384,297				2,346,384,297			100.0	
3	3	05	003	K001		Porcentaje Pag/Aprob				40.4				40.4				
3	3	05	003	K001		Porcentaje Pag/Modif				100.0				100.0				
3	3	05	003	K001	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	K001	TOQ	Aprobado				5,805,714,619				5,805,714,619			100.0	
3	3	05	003	K001	TOQ	Modificado				2,346,384,297				2,346,384,297			100.0	
3	3	05	003	K001	TOQ	Devengado				-1,355,434,245				-1,355,434,245			100.0	
3	3	05	003	K001	TOQ	Pagado				2,346,384,297				2,346,384,297			100.0	
3	3	05	003	K001	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob				40.4				40.4				
3	3	05	003	K001	TOQ	Porcentaje Pag/Modif				100.0				100.0				
3	3	05	003	K014		Otros proyectos de infraestructura social												
3	3	05	003	K014		Aprobado				314,000,000				314,000,000			100.0	
3	3	05	003	K014		Modificado				185,334,579				185,334,579			100.0	
3	3	05	003	K014		Devengado				-107,062,098				-107,062,098			100.0	
3	3	05	003	K014		Pagado				185,334,579				185,334,579			100.0	
3	3	05	003	K014		Porcentaje Pag/Aprob				59.0				59.0				
3	3	05	003	K014		Porcentaje Pag/Modif				100.0				100.0				
3	3	05	003	K014	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	K014	TOQ	Aprobado				314,000,000				314,000,000			100.0	
3	3	05	003	K014	TOQ	Modificado				185,334,579				185,334,579			100.0	

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	003	K044							2,159,778,358			2,159,778,358	2,159,778,358		100.0	
3	3	05	003	K044							1,931,955,659			1,931,955,659	1,931,955,659		100.0	
3	3	05	003	K044							4,622,852,936			4,622,852,936	4,622,852,936		100.0	
3	3	05	003	K044							1,931,955,659			1,931,955,659	1,931,955,659		100.0	
3	3	05	003	K044							89.5			89.5	89.5			
3	3	05	003	K044							100.0			100.0	100.0			
3	3	05	003	K044	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	K044	TOQ	Aprobado					2,159,778,358			2,159,778,358	2,159,778,358		100.0	
3	3	05	003	K044	TOQ	Modificado					1,931,955,659			1,931,955,659	1,931,955,659		100.0	
3	3	05	003	K044	TOQ	Devengado					4,622,852,936			4,622,852,936	4,622,852,936		100.0	
3	3	05	003	K044	TOQ	Pagado					1,931,955,659			1,931,955,659	1,931,955,659		100.0	
3	3	05	003	K044	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					89.5			89.5	89.5			
3	3	05	003	K044	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	003	P553		Planeación del Sistema Eléctrico Nacional												
3	3	05	003	P553		Aprobado	205,095,669	35,388,314	4,433	240,488,416					240,488,416	100.0		
3	3	05	003	P553		Modificado	187,973,099	84,237,801	220,264	272,431,164					272,431,164	100.0		
3	3	05	003	P553		Devengado	183,201,119	109,223,040	288,883	292,713,042					292,713,042	100.0		
3	3	05	003	P553		Pagado	187,973,099	84,237,801	220,264	272,431,164					272,431,164	100.0		
3	3	05	003	P553		Porcentaje Pag/Aprob	91.7	238.0	-0-	113.3					113.3			
3	3	05	003	P553		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			
3	3	05	003	P553	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	003	P553	TOQ	Aprobado	205,095,669	35,388,314	4,433	240,488,416					240,488,416	100.0		
3	3	05	003	P553	TOQ	Modificado	187,973,099	84,237,801	220,264	272,431,164					272,431,164	100.0		
3	3	05	003	P553	TOQ	Devengado	183,201,119	109,223,040	288,883	292,713,042					292,713,042	100.0		
3	3	05	003	P553	TOQ	Pagado	187,973,099	84,237,801	220,264	272,431,164					272,431,164	100.0		
3	3	05	003	P553	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	91.7	238.0	-0-	113.3					113.3			
3	3	05	003	P553	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			
3	3	05	013			Generación de energía eléctrica												
3	3	05	013			Aprobado	13,021,249,410	93,259,410,621	65,717,080,164	171,997,740,195	22,288,525,367			22,288,525,367	194,286,265,562	88.5	11.5	
3	3	05	013			Modificado	12,358,087,179	94,283,753,705	61,954,394,267	168,596,235,151	19,841,335,943			19,841,335,943	188,437,571,094	89.5	10.5	
3	3	05	013			Devengado	12,044,358,540	96,902,390,741	77,022,170,639	185,968,919,920	16,218,465,088			16,218,465,088	202,187,385,008	92.0	8.0	
3	3	05	013			Pagado	12,358,087,179	94,283,753,705	61,954,394,267	168,596,235,151	19,841,335,943			19,841,335,943	188,437,571,094	89.5	10.5	
3	3	05	013			Porcentaje Pag/Aprob	94.9	101.1	94.3	98.0	89.0			89.0	97.0			
3	3	05	013			Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	E561		Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica												
3	3	05	013	E561		Aprobado	9,782,894,980	72,634,155,075	5,532,298,092	87,949,348,147					87,949,348,147	100.0		
3	3	05	013	E561		Modificado	9,672,700,798	75,315,153,311	4,241,623,575	89,229,477,684					89,229,477,684	100.0		
3	3	05	013	E561		Devengado	9,427,144,733	76,993,303,821	11,875,259,873	98,295,708,427					98,295,708,427	100.0		
3	3	05	013	E561		Pagado	9,672,700,798	75,315,153,311	4,241,623,575	89,229,477,684					89,229,477,684	100.0		
3	3	05	013	E561		Porcentaje Pag/Aprob	98.9	103.7	76.7	101.5					101.5			
3	3	05	013	E561		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			
3	3	05	013	E561	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	E561	TOQ	Aprobado	9,782,894,980	72,634,155,075	5,532,298,092	87,949,348,147					87,949,348,147	100.0		
3	3	05	013	E561	TOQ	Modificado	9,672,700,798	75,315,153,311	4,241,623,575	89,229,477,684					89,229,477,684	100.0		
3	3	05	013	E561	TOQ	Devengado	9,427,144,733	76,993,303,821	11,875,259,873	98,295,708,427					98,295,708,427	100.0		
3	3	05	013	E561	TOQ	Pagado	9,672,700,798	75,315,153,311	4,241,623,575	89,229,477,684					89,229,477,684	100.0		
3	3	05	013	E561	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	98.9	103.7	76.7	101.5					101.5			
3	3	05	013	E561	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0					100.0			

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	013	E562		Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde para la generación de energía eléctrica												
3	3	05	013	E562		Aprobado	1,555,000,000	3,815,692,808		277,887,632	5,648,580,440					5,648,580,440	100.0	
3	3	05	013	E562		Modificado	1,495,726,837	3,211,766,331		341,693,383	5,049,186,551					5,049,186,551	100.0	
3	3	05	013	E562		Devengado	1,457,755,561	3,646,760,278		1,060,075,934	6,164,591,773					6,164,591,773	100.0	
3	3	05	013	E562		Pagado	1,495,726,837	3,211,766,331		341,693,383	5,049,186,551					5,049,186,551	100.0	
3	3	05	013	E562		Porcentaje Pag/Aprob	96.2	84.2		123.0	89.4					89.4		
3	3	05	013	E562		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	013	E562	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	E562	TOQ	Aprobado	1,555,000,000	3,815,692,808		277,887,632	5,648,580,440					5,648,580,440	100.0	
3	3	05	013	E562	TOQ	Modificado	1,495,726,837	3,211,766,331		341,693,383	5,049,186,551					5,049,186,551	100.0	
3	3	05	013	E562	TOQ	Devengado	1,457,755,561	3,646,760,278		1,060,075,934	6,164,591,773					6,164,591,773	100.0	
3	3	05	013	E562	TOQ	Pagado	1,495,726,837	3,211,766,331		341,693,383	5,049,186,551					5,049,186,551	100.0	
3	3	05	013	E562	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	96.2	84.2		123.0	89.4					89.4		
3	3	05	013	E562	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	013	E563		Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad												
3	3	05	013	E563		Aprobado	255,143,046	15,684,160,315			15,939,303,361					15,939,303,361	100.0	
3	3	05	013	E563		Modificado	222,734,817	14,601,140,327		26,748	14,823,901,892					14,823,901,892	100.0	
3	3	05	013	E563		Devengado	217,080,358	14,772,597,440		57,139	14,989,734,937					14,989,734,937	100.0	
3	3	05	013	E563		Pagado	222,734,817	14,601,140,327		26,748	14,823,901,892					14,823,901,892	100.0	
3	3	05	013	E563		Porcentaje Pag/Aprob	87.3	93.1			93.0					93.0		
3	3	05	013	E563		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	013	E563	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	E563	TOQ	Aprobado	255,143,046	15,684,160,315			15,939,303,361					15,939,303,361	100.0	
3	3	05	013	E563	TOQ	Modificado	222,734,817	14,601,140,327		26,748	14,823,901,892					14,823,901,892	100.0	
3	3	05	013	E563	TOQ	Devengado	217,080,358	14,772,597,440		57,139	14,989,734,937					14,989,734,937	100.0	
3	3	05	013	E563	TOQ	Pagado	222,734,817	14,601,140,327		26,748	14,823,901,892					14,823,901,892	100.0	
3	3	05	013	E563	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	87.3	93.1			93.0					93.0		
3	3	05	013	E563	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	013	K001		Proyectos de infraestructura económica de electricidad												
3	3	05	013	K001		Aprobado					1,782,158,140				1,782,158,140	1,782,158,140	100.0	
3	3	05	013	K001		Modificado					2,042,938,986				2,042,938,986	2,042,938,986	100.0	
3	3	05	013	K001		Devengado					-1,180,143,195				-1,180,143,195	-1,180,143,195	100.0	
3	3	05	013	K001		Pagado					2,042,938,986				2,042,938,986	2,042,938,986	100.0	
3	3	05	013	K001		Porcentaje Pag/Aprob					114.6				114.6	114.6		
3	3	05	013	K001		Porcentaje Pag/Modif					100.0				100.0	100.0		
3	3	05	013	K001	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	K001	TOQ	Aprobado					1,782,158,140				1,782,158,140	1,782,158,140	100.0	
3	3	05	013	K001	TOQ	Modificado					2,042,938,986				2,042,938,986	2,042,938,986	100.0	
3	3	05	013	K001	TOQ	Devengado					-1,180,143,195				-1,180,143,195	-1,180,143,195	100.0	
3	3	05	013	K001	TOQ	Pagado					2,042,938,986				2,042,938,986	2,042,938,986	100.0	
3	3	05	013	K001	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					114.6				114.6	114.6		
3	3	05	013	K001	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0				100.0	100.0		
3	3	05	013	K024		Otros proyectos de infraestructura gubernamental												
3	3	05	013	K024		Aprobado					337,500,000				337,500,000	337,500,000	100.0	
3	3	05	013	K024		Modificado					479,587,913				479,587,913	479,587,913	100.0	
3	3	05	013	K024		Devengado					-136,445,595				-136,445,595	-136,445,595	100.0	
3	3	05	013	K024		Pagado					479,587,913				479,587,913	479,587,913	100.0	

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	013	K024							142.1			142.1	142.1			
3	3	05	013	K024							100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K024	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	K024	TOQ	Aprobado					337,500,000			337,500,000	337,500,000		100.0	
3	3	05	013	K024	TOQ	Modificado					479,587,913			479,587,913	479,587,913		100.0	
3	3	05	013	K024	TOQ	Devengado					-136,445,595			-136,445,595	-136,445,595		100.0	
3	3	05	013	K024	TOQ	Pagado					479,587,913			479,587,913	479,587,913		100.0	
3	3	05	013	K024	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					142.1			142.1	142.1			
3	3	05	013	K024	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K027		Mantenimiento de infraestructura												
3	3	05	013	K027		Aprobado					9,617,655,011			9,617,655,011	9,617,655,011		100.0	
3	3	05	013	K027		Modificado					8,823,370,572			8,823,370,572	8,823,370,572		100.0	
3	3	05	013	K027		Devengado					-2,593,556,483			-2,593,556,483	-2,593,556,483		100.0	
3	3	05	013	K027		Pagado					8,823,370,572			8,823,370,572	8,823,370,572		100.0	
3	3	05	013	K027		Porcentaje Pag/Aprob					91.7			91.7	91.7			
3	3	05	013	K027		Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K027	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	K027	TOQ	Aprobado					9,617,655,011			9,617,655,011	9,617,655,011		100.0	
3	3	05	013	K027	TOQ	Modificado					8,823,370,572			8,823,370,572	8,823,370,572		100.0	
3	3	05	013	K027	TOQ	Devengado					-2,593,556,483			-2,593,556,483	-2,593,556,483		100.0	
3	3	05	013	K027	TOQ	Pagado					8,823,370,572			8,823,370,572	8,823,370,572		100.0	
3	3	05	013	K027	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					91.7			91.7	91.7			
3	3	05	013	K027	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K028		Estudios de preinversión												
3	3	05	013	K028		Aprobado					313,197,428			313,197,428	313,197,428		100.0	
3	3	05	013	K028		Modificado					10,877,067			10,877,067	10,877,067		100.0	
3	3	05	013	K028		Devengado					-103,845,623			-103,845,623	-103,845,623		100.0	
3	3	05	013	K028		Pagado					10,877,067			10,877,067	10,877,067		100.0	
3	3	05	013	K028		Porcentaje Pag/Aprob					3.5			3.5	3.5			
3	3	05	013	K028		Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K028	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	K028	TOQ	Aprobado					313,197,428			313,197,428	313,197,428		100.0	
3	3	05	013	K028	TOQ	Modificado					10,877,067			10,877,067	10,877,067		100.0	
3	3	05	013	K028	TOQ	Devengado					-103,845,623			-103,845,623	-103,845,623		100.0	
3	3	05	013	K028	TOQ	Pagado					10,877,067			10,877,067	10,877,067		100.0	
3	3	05	013	K028	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					3.5			3.5	3.5			
3	3	05	013	K028	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K029		Programas de adquisiciones												
3	3	05	013	K029		Aprobado					45,441,423			45,441,423	45,441,423		100.0	
3	3	05	013	K029		Modificado					18,129,213			18,129,213	18,129,213		100.0	
3	3	05	013	K029		Devengado					-26,327,278			-26,327,278	-26,327,278		100.0	
3	3	05	013	K029		Pagado					18,129,213			18,129,213	18,129,213		100.0	
3	3	05	013	K029		Porcentaje Pag/Aprob					39.9			39.9	39.9			
3	3	05	013	K029		Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	013	K029	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	K029	TOQ	Aprobado					45,441,423			45,441,423	45,441,423		100.0	
3	3	05	013	K029	TOQ	Modificado					18,129,213			18,129,213	18,129,213		100.0	
3	3	05	013	K029	TOQ	Devengado					-26,327,278			-26,327,278	-26,327,278		100.0	

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL			
FI	FN	SF	AI	PP	UR	DENOMINACIÓN	SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	013	R585		Aprobado	393,298,716	417,266,889		25,487	810,591,092					810,591,092	100.0	
3	3	05	013	R585		Modificado	377,448,514	345,839,487		124,989	723,412,990					723,412,990	100.0	
3	3	05	013	R585		Devengado	367,866,415	447,726,413		242,734	815,835,562					815,835,562	100.0	
3	3	05	013	R585		Pagado	377,448,514	345,839,487		124,989	723,412,990					723,412,990	100.0	
3	3	05	013	R585		Porcentaje Pag/Aprob	96.0	82.9		490.4	89.2					89.2		
3	3	05	013	R585		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	013	R585	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	013	R585	TOQ	Aprobado	393,298,716	417,266,889		25,487	810,591,092					810,591,092	100.0	
3	3	05	013	R585	TOQ	Modificado	377,448,514	345,839,487		124,989	723,412,990					723,412,990	100.0	
3	3	05	013	R585	TOQ	Devengado	367,866,415	447,726,413		242,734	815,835,562					815,835,562	100.0	
3	3	05	013	R585	TOQ	Pagado	377,448,514	345,839,487		124,989	723,412,990					723,412,990	100.0	
3	3	05	013	R585	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	96.0	82.9		490.4	89.2					89.2		
3	3	05	013	R585	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0					100.0		
3	3	05	014			Transmisión, transformación y control de la energía eléctrica												
3	3	05	014			Aprobado	6,951,457,694	6,204,088,257		1,163,513,744	14,319,059,695	7,565,125,924			7,565,125,924	21,884,185,619	65.4	34.6
3	3	05	014			Modificado	6,617,394,392	2,462,582,129		843,792,284	9,923,768,805	5,502,734,946	2,668,290		5,505,403,236	15,429,172,041	64.3	35.7
3	3	05	014			Devengado	6,449,401,871	3,041,516,103		2,635,038,762	12,125,956,736	6,925,658,321			6,925,658,321	19,051,615,057	63.6	36.4
3	3	05	014			Pagado	6,617,394,392	2,462,582,129		843,792,284	9,923,768,805	5,502,734,946	2,668,290		5,505,403,236	15,429,172,041	64.3	35.7
3	3	05	014			Porcentaje Pag/Aprob	95.2	39.7		72.5	69.3	72.7			72.8	70.5		
3	3	05	014			Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0	100.0		100.0	100.0	100.0		
3	3	05	014	E555		Operación comercial de la Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos en control de calidad, sistemas informáticos y de telecomunicaciones												
3	3	05	014	E555		Aprobado	701,217,332	553,816,213		40,765	1,255,074,310					1,255,074,310	100.0	
3	3	05	014	E555		Modificado	630,437,082	821,341,933		10,036,038	1,461,815,053		2,668,290		2,668,290	1,464,483,343	99.8	0.2
3	3	05	014	E555		Devengado	614,432,488	1,061,856,787		13,465,907	1,689,755,182				1,689,755,182	100.0		
3	3	05	014	E555		Pagado	630,437,082	821,341,933		10,036,038	1,461,815,053		2,668,290		2,668,290	1,464,483,343	99.8	0.2
3	3	05	014	E555		Porcentaje Pag/Aprob	89.9	148.3		-0-	116.5				116.7			
3	3	05	014	E555		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0		100.0		100.0	100.0		
3	3	05	014	E555	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	E555	TOQ	Aprobado	701,217,332	553,816,213		40,765	1,255,074,310					1,255,074,310	100.0	
3	3	05	014	E555	TOQ	Modificado	630,437,082	821,341,933		10,036,038	1,461,815,053		2,668,290		2,668,290	1,464,483,343	99.8	0.2
3	3	05	014	E555	TOQ	Devengado	614,432,488	1,061,856,787		13,465,907	1,689,755,182				1,689,755,182	100.0		
3	3	05	014	E555	TOQ	Pagado	630,437,082	821,341,933		10,036,038	1,461,815,053		2,668,290		2,668,290	1,464,483,343	99.8	0.2
3	3	05	014	E555	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	89.9	148.3		-0-	116.5				116.7			
3	3	05	014	E555	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0		100.0	100.0		100.0		100.0	100.0		
3	3	05	014	E567		Operar y mantener las líneas de transmisión y subestaciones de transformación que integran el Sistema Eléctrico Nacional, así como operar y mantener la Red Nacional de Fibra Óptica, y proporcionar servicios de												
3	3	05	014	E567		Aprobado	4,922,854,617	2,084,300,169		1,163,343,813	8,170,498,599					8,170,498,599	100.0	
3	3	05	014	E567		Modificado	5,256,766,722	1,624,416,463		833,753,016	7,714,936,201					7,714,936,201	100.0	
3	3	05	014	E567		Devengado	5,123,315,784	1,959,391,802		2,621,565,955	9,704,273,541					9,704,273,541	100.0	
3	3	05	014	E567		Pagado	5,256,766,722	1,625,609,786		833,753,016	7,716,129,524					7,716,129,524	100.0	
3	3	05	014	E567		Porcentaje Pag/Aprob	106.8	78.0		71.7	94.4				94.4			
3	3	05	014	E567		Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.1		100.0	100.0				100.0	100.0		
3	3	05	014	E567	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	E567	TOQ	Aprobado	4,922,854,617	2,084,300,169		1,163,343,813	8,170,498,599					8,170,498,599	100.0	
3	3	05	014	E567	TOQ	Modificado	5,256,766,722	1,624,416,463		833,753,016	7,714,936,201					7,714,936,201	100.0	

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL			
FI	FN	SF	AI	PP	UR	DENOMINACIÓN	SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	014	K025		Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)												
3	3	05	014	K025		Aprobado						49,600,000			49,600,000	49,600,000		100.0
3	3	05	014	K025		Modificado						46,811,334			46,811,334	46,811,334		100.0
3	3	05	014	K025		Devengado						-45,458,322			-45,458,322	-45,458,322		100.0
3	3	05	014	K025		Pagado						46,811,334			46,811,334	46,811,334		100.0
3	3	05	014	K025		Porcentaje Pag/Aprob						94.4			94.4	94.4		
3	3	05	014	K025		Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K025	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	K025	TOQ	Aprobado						49,600,000			49,600,000	49,600,000		100.0
3	3	05	014	K025	TOQ	Modificado						46,811,334			46,811,334	46,811,334		100.0
3	3	05	014	K025	TOQ	Devengado						-45,458,322			-45,458,322	-45,458,322		100.0
3	3	05	014	K025	TOQ	Pagado						46,811,334			46,811,334	46,811,334		100.0
3	3	05	014	K025	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob						94.4			94.4	94.4		
3	3	05	014	K025	TOQ	Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K027		Mantenimiento de infraestructura												
3	3	05	014	K027		Aprobado						340,000,000			340,000,000	340,000,000		100.0
3	3	05	014	K027		Modificado						382,344,628			382,344,628	382,344,628		100.0
3	3	05	014	K027		Devengado						-112,387,031			-112,387,031	-112,387,031		100.0
3	3	05	014	K027		Pagado						382,344,628			382,344,628	382,344,628		100.0
3	3	05	014	K027		Porcentaje Pag/Aprob						112.5			112.5	112.5		
3	3	05	014	K027		Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K027	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	K027	TOQ	Aprobado						340,000,000			340,000,000	340,000,000		100.0
3	3	05	014	K027	TOQ	Modificado						382,344,628			382,344,628	382,344,628		100.0
3	3	05	014	K027	TOQ	Devengado						-112,387,031			-112,387,031	-112,387,031		100.0
3	3	05	014	K027	TOQ	Pagado						382,344,628			382,344,628	382,344,628		100.0
3	3	05	014	K027	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob						112.5			112.5	112.5		
3	3	05	014	K027	TOQ	Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K029		Programas de adquisiciones												
3	3	05	014	K029		Aprobado						601,010,247			601,010,247	601,010,247		100.0
3	3	05	014	K029		Modificado						105,377,521			105,377,521	105,377,521		100.0
3	3	05	014	K029		Devengado						-153,029,439			-153,029,439	-153,029,439		100.0
3	3	05	014	K029		Pagado						105,377,521			105,377,521	105,377,521		100.0
3	3	05	014	K029		Porcentaje Pag/Aprob						17.5			17.5	17.5		
3	3	05	014	K029		Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K029	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	K029	TOQ	Aprobado						601,010,247			601,010,247	601,010,247		100.0
3	3	05	014	K029	TOQ	Modificado						105,377,521			105,377,521	105,377,521		100.0
3	3	05	014	K029	TOQ	Devengado						-153,029,439			-153,029,439	-153,029,439		100.0
3	3	05	014	K029	TOQ	Pagado						105,377,521			105,377,521	105,377,521		100.0
3	3	05	014	K029	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob						17.5			17.5	17.5		
3	3	05	014	K029	TOQ	Porcentaje Pag/Modif						100.0			100.0	100.0		
3	3	05	014	K044		Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)												
3	3	05	014	K044		Aprobado						4,134,759,684			4,134,759,684	4,134,759,684		100.0
3	3	05	014	K044		Modificado						3,402,286,746			3,402,286,746	3,402,286,746		100.0
3	3	05	014	K044		Devengado						8,141,114,020			8,141,114,020	8,141,114,020		100.0
3	3	05	014	K044		Pagado						3,402,286,746			3,402,286,746	3,402,286,746		100.0
3	3	05	014	K044		Porcentaje Pag/Aprob						82.3			82.3	82.3		

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	014	K044							100.0			100.0	100.0			
3	3	05	014	K044	TOO	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	014	K044	TOO	Aprobado					4,134,759,684			4,134,759,684	4,134,759,684		100.0	
3	3	05	014	K044	TOO	Modificado					3,402,286,746			3,402,286,746	3,402,286,746		100.0	
3	3	05	014	K044	TOO	Devengado					8,141,114,020			8,141,114,020	8,141,114,020		100.0	
3	3	05	014	K044	TOO	Pagado					3,402,286,746			3,402,286,746	3,402,286,746		100.0	
3	3	05	014	K044	TOO	Porcentaje Pag/Aprob					82.3			82.3	82.3			
3	3	05	014	K044	TOO	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	015			Infraestructura básica en energía eléctrica												
3	3	05	015			Aprobado	2,175,655,178	1,193,544,735	4,364,309	3,373,564,222	1,332,570,843			1,332,570,843	4,706,135,065	71.7	28.3	
3	3	05	015			Modificado	2,029,445,196	1,126,245,201	79,746,617	3,235,437,014	2,104,592,043			2,104,592,043	5,340,029,057	60.6	39.4	
3	3	05	015			Devengado	1,977,924,675	1,443,343,455	106,015,467	3,527,283,597	7,615,016,674			7,615,016,674	11,142,300,271	31.7	68.3	
3	3	05	015			Pagado	2,029,445,196	1,126,245,201	79,746,617	3,235,437,014	2,104,592,043			2,104,592,043	5,340,029,057	60.6	39.4	
3	3	05	015			Porcentaje Pag/Aprob	93.3	94.4	-0-	95.9	157.9			157.9	113.5			
3	3	05	015			Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0			100.0	100.0			
3	3	05	015	E578		Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica												
3	3	05	015	E578		Aprobado		185,039,019		185,039,019					185,039,019	100.0		
3	3	05	015	E578		Modificado		119,507,631		119,507,631					119,507,631	100.0		
3	3	05	015	E578		Devengado		154,459,053		154,459,053					154,459,053	100.0		
3	3	05	015	E578		Pagado		119,507,631		119,507,631					119,507,631	100.0		
3	3	05	015	E578		Porcentaje Pag/Aprob		64.6		64.6					64.6			
3	3	05	015	E578		Porcentaje Pag/Modif		100.0		100.0					100.0			
3	3	05	015	E578	TOO	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	015	E578	TOO	Aprobado		185,039,019		185,039,019					185,039,019	100.0		
3	3	05	015	E578	TOO	Modificado		119,507,631		119,507,631					119,507,631	100.0		
3	3	05	015	E578	TOO	Devengado		154,459,053		154,459,053					154,459,053	100.0		
3	3	05	015	E578	TOO	Pagado		119,507,631		119,507,631					119,507,631	100.0		
3	3	05	015	E578	TOO	Porcentaje Pag/Aprob		64.6		64.6					64.6			
3	3	05	015	E578	TOO	Porcentaje Pag/Modif		100.0		100.0					100.0			
3	3	05	015	K001		Proyectos de infraestructura económica de electricidad												
3	3	05	015	K001		Aprobado					235,999,664			235,999,664	235,999,664		100.0	
3	3	05	015	K001		Modificado					540,203,257			540,203,257	540,203,257		100.0	
3	3	05	015	K001		Devengado					-312,058,856			-312,058,856	-312,058,856		100.0	
3	3	05	015	K001		Pagado					540,203,257			540,203,257	540,203,257		100.0	
3	3	05	015	K001		Porcentaje Pag/Aprob					228.9			228.9	228.9			
3	3	05	015	K001		Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	015	K001	TOO	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	015	K001	TOO	Aprobado					235,999,664			235,999,664	235,999,664		100.0	
3	3	05	015	K001	TOO	Modificado					540,203,257			540,203,257	540,203,257		100.0	
3	3	05	015	K001	TOO	Devengado					-312,058,856			-312,058,856	-312,058,856		100.0	
3	3	05	015	K001	TOO	Pagado					540,203,257			540,203,257	540,203,257		100.0	
3	3	05	015	K001	TOO	Porcentaje Pag/Aprob					228.9			228.9	228.9			
3	3	05	015	K001	TOO	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	015	K027		Mantenimiento de infraestructura												
3	3	05	015	K027		Aprobado					268,767,258			268,767,258	268,767,258		100.0	
3	3	05	015	K027		Modificado					656,508,063			656,508,063	656,508,063		100.0	

CATEGORIAS PROGRAMÁTICAS						DENOMINACIÓN	GASTO CORRIENTE					GASTO DE INVERSIÓN				TOTAL		
FI	FN	SF	AI	PP	UR		SERVICIOS PERSONALES	GASTO DE OPERACIÓN	SUBSIDIOS	OTROS DE CORRIENTE ²	SUMA	INVERSIÓN FÍSICA	SUBSIDIOS	OTROS DE INVERSIÓN	SUMA	TOTAL	ESTRUCTURA PORCENTUAL	
																	CORRIENTE	INVERSIÓN
3	3	05	015	K044	TOQ	Aprobado					763,979,229			763,979,229	763,979,229		100.0	
3	3	05	015	K044	TOQ	Modificado					891,824,295			891,824,295	891,824,295		100.0	
3	3	05	015	K044	TOQ	Devengado					8,273,344,682			8,273,344,682	8,273,344,682		100.0	
3	3	05	015	K044	TOQ	Pagado					891,824,295			891,824,295	891,824,295		100.0	
3	3	05	015	K044	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob					116.7			116.7	116.7			
3	3	05	015	K044	TOQ	Porcentaje Pag/Modif					100.0			100.0	100.0			
3	3	05	015	P552		Planeación, dirección, coordinación, supervisión y seguimiento a las funciones y recursos asignados para cumplir con la construcción de la infraestructura eléctrica												
3	3	05	015	P552	TOQ	Aprobado	2,175,655,178	1,008,505,716	4,364,309	3,188,525,203					3,188,525,203		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Modificado	2,029,445,196	1,006,737,570	79,746,617	3,115,929,383					3,115,929,383		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Devengado	1,977,924,675	1,288,884,402	106,015,467	3,372,824,544					3,372,824,544		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Pagado	2,029,445,196	1,006,737,570	79,746,617	3,115,929,383					3,115,929,383		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	93.3	99.8	-0-	97.7								
3	3	05	015	P552	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0								
3	3	05	015	P552	TOQ	Comisión Federal de Electricidad												
3	3	05	015	P552	TOQ	Aprobado	2,175,655,178	1,008,505,716	4,364,309	3,188,525,203					3,188,525,203		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Modificado	2,029,445,196	1,006,737,570	79,746,617	3,115,929,383					3,115,929,383		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Devengado	1,977,924,675	1,288,884,402	106,015,467	3,372,824,544					3,372,824,544		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Pagado	2,029,445,196	1,006,737,570	79,746,617	3,115,929,383					3,115,929,383		100.0	
3	3	05	015	P552	TOQ	Porcentaje Pag/Aprob	93.3	99.8	-0-	97.7								
3	3	05	015	P552	TOQ	Porcentaje Pag/Modif	100.0	100.0	100.0	100.0								

1/ Las sumas parciales y total pueden no coincidir debido al redondeo. El símbolo -0- corresponde a porcentajes menores a 0.05% o mayores a 500%

2/ Considera costo financiero.

Fuente: Presupuesto Aprobado y Modificado, sistemas globalizadores de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. Presupuesto Devengado y Pagado, el ente público.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la
Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD		
Conciliación entre los Ingresos Presupuestarios y Contables		
Correspondiente del 01 de enero al 31 de diciembre del 2015		
(Cifras en pesos)		
1. Ingresos Presupuestarios		320,001,946,215
2. Mas ingresos contables no presupuestarios		82,125,430,547
Incremento por variación de inventarios		
Disminución del exceso de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia		
Disminución del exceso de provisiones		
Otros ingresos y beneficios varios	21,793,290,174	
Otros ingresos contables no presupuestarios	60,332,140,373	
3. Menos ingresos presupuestarios no contables		1,503,775
Productos de capital		
Aprovechamientos capital		
Ingresos derivados de financiamientos		
Otros ingresos presupuestarios no contables	1,503,775	
4. Ingresos Contables (4= 1+2-3)		402,125,872,987

Dr. Enrique Ochoa Reza
 Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
 Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
 Encargado de la Subdirección de Operación
 Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
 Gerente de Presupuestos

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD Conciliación entre los Egresos Presupuestarios y los Gastos Contables Correspondiente del 01 de enero al 31 de diciembre del 2015 (Cifras en pesos)		
1. Total de Egresos (presupuestarios)		391,851,082,474

2. Menos egresos presupuestarios no contables		50,462,098,877
Mobiliario y equipo de administración	236,862,609	
Mobiliario y equipo educacional y recreativo		
Equipo e instrumental médico y de laboratorio	99,712,847	
Vehículos y equipo de transporte	115,586,576	
Equipo de defensa y seguridad		
Maquinaria, otros equipos y herramientas	2,243,692,990	
Activos biológicos		
Bienes inmuebles	13,800,674,597	
Activos intangibles		
Obra pública en bienes propios	18,282,163,606	
Acciones y participaciones de capital		
Compra de títulos y valores	2,668,290	
Inversiones en fideicomisos, mandatos y otros análogos		
Provisiones para contingencias y otras erogaciones especiales	-	
Amortización de la deuda publica	-	
Adeudos de ejercicios fiscales anteriores (ADEFAS)		
Otros Egresos Presupuestales No Contables	15,680,737,362	

3. Mas gastos contable no presupuestales		154,648,902,071
Estimaciones, depreciaciones, deterioros, obsolescencia y amortizaciones	45,251,982,004	
Provisiones	36,471,830,779	
Disminución de inventarios		
Aumento por insuficiencia de estimaciones por pérdida o deterioro u obsolescencia	5,166,435,234	
Aumento por insuficiencia de provisiones		
Otros Gastos		
Otros Gastos Contables No Presupuestales	67,758,654,054	

4. Total de Gasto Contable (4 = 1 - 2 + 3)		496,037,885,668
---	--	------------------------

 Dr. Enrique Ochoa Reza
 Director General

 Dr. Jaime F. Hernández Martínez
 Director de Finanzas

 Ing. Elías Pérez Díaz
 Encargado de la Subdirección de Operación
 Financiera

 C.P. Leobardo Orozco Osorio
 Gerente de Presupuestos

1. Constitución y objetivo de la entidad

Comisión Federal de Electricidad (CFE o el Organismo) se constituyó como un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal con personalidad jurídica y patrimonio propio, creado por Decreto del Congreso de la Unión de fecha 14 de agosto de 1937, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el día 24 del mismo mes y año (el cual derogó el Decreto del Congreso de la Unión del 29 de diciembre de 1933, publicado en el DOF del 29 de enero de 1934). El Organismo tenía como objeto prestar, en el ámbito del territorio mexicano, el servicio público de energía eléctrica, que consistía en: generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica, así como planear y realizar todas las obras, instalaciones y trabajos que requiera el sistema eléctrico nacional en materia de planeación, ejecución, operación y mantenimiento, con la participación que a los productores independientes de energía les corresponda, en los términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Asimismo, el 28 de febrero de 2006 el Organismo reformó diferentes numerales del estatuto orgánico para modificar el objeto social y poder otorgar la prestación del servicio de telecomunicaciones en los términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (Constitución), en materia de energía, que entre otros puntos, establece que el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas que se señalan en el artículo 28, párrafo cuarto de la Constitución, manteniendo siempre el Gobierno Federal la propiedad y el control sobre los Organismos y Empresas Productivas del Estado que en su caso se establezcan. Tratándose de la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, y del servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, así como de la exploración y extracción de petróleo y demás hidrocarburos, la Nación llevará a cabo dichas actividades en términos de lo dispuesto por los párrafos sexto y séptimo del artículo 27 de la Constitución. En las actividades citadas, la Ley establecerá las normas relativas a la administración, organización, funcionamiento, procedimientos de contratación y demás actos jurídicos que celebren las empresas productivas del Estado.

En concordancia con la publicación del decreto de Reforma Energética, el 11 de Agosto de 2014 se publicó en el DOF la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, que en su Artículo 2 establece que la Comisión Federal de Electricidad es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, conforme a lo dispuesto en la Ley.

La Ley también establece que la CFE tiene por objeto prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano.

Con fecha 13 de octubre de 2014, quedó instalado el nuevo Consejo de Administración por lo que a partir de esta fecha, Comisión Federal de Electricidad se transforma por ministerio de ley a una Empresa Productiva del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propios que gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión.

El Consejo de Administración es el Órgano Supremo de Administración de la empresa y responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de la CFE, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.

La citada ley establece, en su Décimo Cuarto Transitorio, el régimen especial para la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, en materia de presupuesto, deuda, adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras, responsabilidades administrativas, bienes, remuneraciones.

2. Formulación de los estados de ingresos y egresos presupuestarios sobre la base de flujo de efectivo

Los estados de ingresos y egresos presupuestarios sobre la base de flujo de efectivo han sido elaborados de conformidad con lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y su Reglamento. Los egresos presupuestarios se presentan agrupados de conformidad con el Clasificador por Objeto del Gasto emitido por la SHCP.

A continuación, se incluyen las principales normas y disposiciones gubernamentales que le son aplicables al Organismo para reunir, clasificar, registrar, y reportar la información presupuestaria que incluye el estado de ingresos y egresos presupuestarios sobre la base de flujo de efectivo:

Disposiciones constitucionales

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.
DOF 05-II-1917; última reforma DOF 7-VII-2014.

Leyes federales

- a. Ley de la Comisión Federal de Electricidad. DOF 11-VIII-2014.
- b. Ley de la Industria Eléctrica. DOF 11-VIII-2014.
- c. Ley de Energía Geotérmica. DOF 11-VIII-2014.
- d. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. DOF 29-XII-1976, última reforma DOF 13-XII-2015.
- e. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. DOF 30-III-2006; última reforma DOF 30-XII-2015.
- f. Ley General de Deuda Pública. DOF 31-XII-1976; última reforma DOF 11-VIII-2014.
- g. Ley de Planeación. DOF 5-I-1983; última reforma DOF 6-V-2015.
- h. Ley del Servicio de Tesorería de la Federación. DOF 31-XII-1985 Abrogada DOF 30-XII-2015.
- i. Ley de Tesorería de la Federación. DOF 30-XII-2015.

- j. Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. DOF 4-I- 2000; última reforma DOF 10-XI-2014.
- k. Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. DOF 4-I- 2000; última reforma DOF 11-VIII-2014.
- l. Ley Federal de Responsabilidades Administrativas de los Servidores Públicos. DOF 13-III-2002; última reforma DOF 18-XII-2015.
- m. Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. DOF 11-VI-2002; última reforma DOF 18-XII-2015.
- n. Ley de Ingresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2015. DOF 13-XI-2014.

Reglamentos

- a. Reglamento de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad. DOF 9-II-2015.
- b. Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica. DOF 31-X-2014.
- c. Reglamento de la Ley de Energía Geotérmica. DOF 31-X-2014.
- d. Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales. DOF 26-I-1990; última reforma DOF 23-XI-2010.
- e. Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en Materia de Aportaciones. DOF 16-XII-2011; última reforma 31-X-2014.
- f. Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. DOF 28-VI-2006; última reforma DOF 13-VIII-2015.
- g. Reglamento de la Ley del Servicio de la Tesorería de la Federación. DOF 15-III-1999; última reforma DOF 7-V-2004.
- h. Reglamento de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público. DOF 20-VIII-2001; última reforma DOF 28-VII-2010.
- i. Reglamento de la Ley de Obras Públicas y Servicios Relacionados con las Mismas. DOF 20-VIII-2001; Fe de erratas DOF 29-XI-2006; última reforma DOF 28-VII-2010.
- j. Reglamento de la Ley Federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública Gubernamental. DOF 11-VI-2003.

Lineamientos

- a. Lineamientos que deberán observar las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal en el envío, recepción y trámite de las consultas, informes, resoluciones, criterios, notificaciones y cualquier otra comunicación que establezcan con el Instituto Federal de Acceso a la Información Pública. DOF 29-VI-2007.

- b. Lineamientos para la celebración de contratos plurianuales de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Subsidiarias. Of. No. DF.-0077, 08-VII-2015.
- c. Oficio circular por el que se establecen los procedimientos para el informe, dictamen, notificación o constancia de registro de los ingresos excedentes obtenidos durante el ejercicio por las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal, así como los poderes Legislativo y Judicial y los Órganos constitucionalmente autónomos. DOF 19-XII-2013.
- d. Lineamientos para la Integración de la Cuenta Pública 2015; Oficio N° 309-A.-014/2016 del 2-II-2016 y Lineamientos específicos para las empresas productivas del estado y entidades que conforman el sector paraestatal federal, para la integración de la Cuenta Pública 2015; Oficio N° 309-A.-022/2016 del 17-II-2016.
- e. Manual de Programación y Presupuesto 2015; Oficio N° 307-A.-2336/2013 del 08-VIII-2014.

Decretos

- a. Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2015. DOF 3-XII-2014.

Acuerdos

- a. Acuerdo que establece el Sistema Integral de Administración Financiera Federal. DOF 27-I-1998.
- b. Acuerdo por el que se expide el clasificador por objeto del gasto para la Administración Pública Federal. DOF 28-XII-2010, última reforma DOF 4-XII-2015.
- c. Acuerdo por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos. DOF 01-I-2015.
- d. Acuerdo 05/2015, por el que se actualizan los coeficientes alfa de las Disposiciones Complementarias 7 y 10. DOF 30-IV-2015.
- e. Acuerdo por el que se modifica el diverso por el que se modifican las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica números 7 y 10 que se indican. DOF 28-VIII-2015.

Oficios circulares internos

- a. Comunicación referente a que toda consulta a los módulos de SAP, se realizará a través de los cubos de essbase. Of. GMO.-458 del 06-XII-2007.
- b. Comunicación y Requerimiento del Programa de Ahorro del periodo 1º de agosto al 31 de diciembre de 2015, establecido en los Lineamientos en materia de disciplina y austeridad presupuestaria de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias. Oficio DF-0082 del 16-VII-2015.

Normativa

- a. Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM 2014-2016.
- b. Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad. DOF 10-III-2004; aclaración DOF 17-III-2004; última reforma DOF 31-III-2014.

Normativa aprobada por el Consejo de Administración

- a. Acciones para poner a disposición del público en general la información que permita conocer la situación de la empresa productiva del estado CFE 27/01/2015
- b. Código de ética de la Comisión Federal de Electricidad, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales 17/02/2015
- c. Criterios y lineamientos para el otorgamiento de donativos, en efectivo, que realice la CFE o sus empresas productivas subsidiarias o filiales 10/07/2015
- d. Lineamientos autorización presupuestal para convocar, adjudicar y formalizar contratos cuya vigencia inicie en el ejercicio fiscal siguiente 22/07/2015
- e. Lineamientos de evaluación del desempeño de la CFE y sus empresas subsidiarias y filiales 28/01/2015
- f. Lineamientos en materia de disciplina y austeridad presupuestaria de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 22/07/2015
- g. Lineamientos en materia del ejercicio del presupuesto de servicios personales de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 24/04/2015
- h. Lineamientos generales del mecanismo de remuneración del director general y de los directivos de los tres niveles jerárquicos inferiores a éste de la CFE y sus EPS 17/02/2015
- i. Lineamientos generales para la creación de empresas filiales de la CFE 24/04/2015
- j. Lineamientos generales para la realización de auditorías, revisiones y visitas de inspección 27/01/2015
- k. Lineamientos para el control de riesgos financieros asociados a la deuda y otros pasivos de la CFE 24/04/2015
- l. Lineamientos para la constitución y operación de fideicomisos de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 10/07/2015
- m. Lineamientos para la elaboración, registro y seguimiento de los programas y proyectos de inversión de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 24/04/2015
- n. Lineamientos para la integración del mecanismo de evaluación y seguimiento de programas y proyectos de inversión, durante las fases de ejecución y operación, de CFE y sus empresas productivas subsidiarias 10/07/2015

- o. Lineamientos para la integración del mecanismo de planeación de los programas y proyectos de inversión de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 24/04/2015
- p. Lineamientos que regulan el sistema de control interno 24/04/2015
- q. Lineamientos relativos al ejercicio del gasto en materia de imagen corporativa y campañas publicitarias de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 10/07/2015
- r. Manual de organización y funciones de la auditoría interna de la CFE 01/08/2015
- s. Mecanismos de coordinación entre la unidad de responsabilidades y la auditoría interna de la CFE, así como de la de sus empresas productivas subsidiarias 27/01/2015
- t. Medidas necesarias para el resguardo y protección de la información clasificada como comercial reservada 27/01/2015
- u. Modificación a las disposiciones generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 12/11/2015
- v. Políticas en materia de presupuesto de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 17/02/2015
- w. Políticas generales de contratación, de evaluación de desempeño y de remuneraciones de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 17/02/2015
- x. Políticas generales de recursos humanos y remuneraciones de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 17/02/2015
- y. Políticas generales relativas a las tecnologías de información y comunicaciones de CFE y empresas productivas subsidiarias y filiales 10/12/2015
- z. Políticas para el otorgamiento de garantías de la CFE, sus empresas productivas subsidiarias, filiales y fideicomisos 24/04/2015
- aa. Políticas para la contratación de obligaciones constitutivas de deuda pública 17/02/2015
- bb. Políticas para la contratación de seguros, fianzas o cauciones y seguros de asistencia legal, a favor de los miembros del consejo de administración y empleados que se determinen, de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias 28/01/2015
- cc. Políticas para la reserva total o parcial de las decisiones y actas del consejo de administración y de sus comités 27/01/2015
- dd. Políticas que regulan la adquisición, arrendamiento, administración, gravamen, enajenación, uso y aprovechamiento de los inmuebles de la CFE, sus empresas productivas subsidiarias y en su caso empresas filiales 09/07/2015
- ee. Políticas que regulan la disposición y enajenación de los bienes muebles de la CFE, de sus empresas productivas subsidiarias, y en su caso, empresas filiales 03/11/2015

- ff. Reglas generales para determinar los precios de servicios de ingeniería que preste la CFE, sus empresas productivas subsidiarias y filiales 24/04/2015
- gg. Reglas para el otorgamiento de apoyos a los miembros del consejo de administración de la CFE, a efecto de que cuenten con los recursos humanos y materiales necesarios para el desempeño de sus funciones 28/01/2015
- hh. reglas para la consolidación anual contable y financiera de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la CFE 03/11/2015

Las principales políticas para la elaboración de los estados presupuestarios del organismo son las siguientes:

a. Cifras históricas

Las cifras que se presentan en los estados presupuestarios y sus notas, se refieren a cifras históricas, mismas que están agrupadas conforme al flujo de efectivo de la Cuenta Pública 2015.

b. Cuenta pública

Las cifras incluidas en los estados presupuestarios coinciden con las reportadas oficialmente para el rendimiento de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del ejercicio fiscal 2015.

c. Modificaciones presupuestarias

Las modificaciones cuantitativas o de metas al presupuesto original autorizado se someten a la autorización o registro de la SHCP, a través del Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades (MAPE).

d. Ingresos

Los principales ingresos que percibe la empresa corresponden a los ingresos propios que genera derivado de las actividades que realiza. Asimismo, para el ejercicio 2015 recibió apoyos fiscales que se destinaron a la adquisición de materiales y suministros y, aportación patrimonial que se recibió como ingresos diversos.

e. Presupuesto de egresos

El presupuesto de egresos se determina con base en los programas específicos en los que se señalan objetivos, metas y unidades responsables de su ejecución. El presupuesto y programa de trabajo de las áreas sustantivas se elabora anualmente de acuerdo con la normatividad establecida.

Los egresos comprenden las erogaciones por concepto de gasto corriente, inversión física y financiera, operaciones ajenas y gasto no programable (costo financiero neto).

f. Operaciones ajenas

El Organismo registra como operaciones ajenas todas aquellas entradas o salidas que se efectúan por cuenta de terceros, retenciones de impuestos, así como las provenientes de

operaciones recuperables y que por determinación de la SHCP se registran en el estado del ejercicio presupuestario del gasto programable en forma neta, independientemente del signo que resulte.

g. Contabilidad

La empresa posee su propia contabilidad financiera, en la que se incluyen las asignaciones, compromisos y ejercicios correspondientes a los programas y partidas de su presupuesto.

h. Sistema presupuestario

La empresa cuenta con un sistema institucional de información llamado SAP 6.0 que se describe en el Manual Institucional de Procedimientos Administrativos de Presupuestos FP-FM (Formulación de Presupuestos – Control Presupuestario); dicho sistema permite identificar, reunir y clasificar las operaciones e información cuantitativa de carácter presupuestario.

El sistema presupuestario identifica las operaciones por ingresos y egresos sobre el presupuesto fiscal, permite obtener reportes de las modificaciones a dicho presupuesto (traspasos, suplementos y devoluciones).

Se obtienen mensualmente las balanzas de comprobación que clasifican la información por capítulos, conceptos y partidas correspondientes a ingresos y gastos presupuestarios, a través de la herramienta esbase, ya que es la oficialmente reconocida para obtener los distintos reportes periódicos, dejando la consulta directa al SAP para análisis de exhaustivo detalle.

3. Resultados Institucionales y cumplimiento global de metas por programa (cifras no auditadas)

El Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 establece como metas nacionales, entre otras, un México Próspero en el cual se desarrollarán las actividades que la CFE tiene por objeto, entre otros, promover el crecimiento sostenido de la productividad en un clima de estabilidad económica, así como el uso eficiente de los recursos productivos, fortalecer el ambiente de negocios, y establecer políticas sectoriales para impulsar el desarrollo.

Con el objetivo de alcanzar la ambición estratégica de ser una empresa de energía comprometida con sus clientes, cumpliendo su mandato de Empresa Productiva del Estado con rentabilidad atractiva y solidez financiera, sustentable y responsable con el medio ambiente. Para ello, mantiene estrategias definidos en su Plan de Negocios 2016-2020, como son: Racionalizar el portafolio de generación priorizando tecnologías eficientes y capturar la demanda incremental apalancando el capital de terceros; desarrollar la Transmisión y Distribución como los negocios medulares, modernizando la infraestructura y reduciendo costos y pérdidas para maximizar la rentabilidad de los activos; y crecer en el negocio de suministro y comercialización, protegiendo y apalancando las capacidades y la base de clientes actuales.

En adición a los lineamientos estratégicos por negocio, la CFE mantiene los pilares transversales definidos para la estrategia de transformación y el logro de la ambición, con las metas siguientes:

- Mejorar de productividad y optimización de costos, para lo cual resulta prioritario dar solución al pasivo y costo laboral.

- Fortalecimiento de la estructura financiera, manejando riesgos financieros y cambiarios, optimizando inversiones y accediendo a nuevas fuentes de capital.
- Estrategia regulatoria proactiva, que asegure esquemas tarifarios que permitan la sostenibilidad de la CFE y un retorno adecuado sobre sus activos.
- Implementación de un nuevo modelo operativo y de servicios compartidos, con estructuras y procesos eficientes soportados por una cultura de alto desempeño, cumpliendo con los términos para la Estricta Separación Legal definida por la SENER.
- Desarrollo de la función social eficaz y reconocida, sirviendo como proveedor fiable de último recurso y fomentando el desarrollo de energías renovables.

Con estos Objetivos y Estrategias, al cierre de 2015, la CFE cuenta con más del 85.0% de la capacidad de generación del país, alrededor de 58,000 kilómetros de líneas de transmisión, y una cartera de más de 39 millones de clientes. Adicionalmente, la CFE ha sido capaz de asegurar el suministro y la distribución de gas a través de capacidades contratadas en una extensa red de gasoductos.

De manera específica, se tiene lo siguiente:

1) Coadyuvar en la planificación de la expansión del sistema eléctrico nacional para satisfacer la demanda de energía eléctrica que requieren los sectores económicos del país, lo que permitió atender a 39.6 millones de usuarios para alcanzar una cobertura eléctrica del 98.5%, dando especial énfasis a la atención de las zonas rurales y colonias.

2) Construcción de los proyectos de generación, transmisión, transformación y distribución, que permitieron ampliar la capacidad instalada con recursos propios y con el apoyo de inversión privada bajo el esquema de PIDIREGAS para desarrollar los proyectos de infraestructura eléctrica que requiere CFE. Con estas acciones, la CFE logró incrementar la capacidad efectiva de generación a 54,852.1 megawatts compuesta por 41,899.4 megawatts (76.4%) de generación propia y 12,952.8 (23.6%) aportada por los productores externos de energía, con lo que podrá atender la demanda de energía eléctrica en todos los sectores del país. Con la construcción de obras de generación, se asegura el suministro de energía a usuarios incluyendo exportación, al obtener un margen de reserva operativo de 17.7%.

3) La inversión presupuestal que se destinó a la continuación de obras que complementaron los proyectos PIDIREGAS de generación, ascendió a 823.2 millones de pesos (mdp) como sigue: 693.8 (mdp), en proyectos hidroeléctricos y 129.4 (mdp), a proyectos termoeléctricos, con lo que se incrementó la capacidad efectiva de generación en 525.1 megawatts, 423.1 provenientes de inversión directa y 102.0 de inversión condicionada. Así mismo, bajo el esquema PIDIREGAS se continuaron las actividades para la ejecución de 77 proyectos: de los cuales avanzaron 49; 9 de distribución, 23 de generación y 17 de transmisión y transformación. El avance ascendió a 23,564.4 mdp en 38.2% del programado, los proyectos de distribución participaron con un 18.1%, generación con 70.1% y 11.8% de transmisión y transformación. Se impulsó la reducción de costos en la generación de energía eléctrica, a través de la inversión de 9,179.2 millones de pesos en mantenimiento de las instalaciones de generación de energía eléctrica.

4) Para cumplir con el objeto del Programa Sectorial de Energía, bajo la línea estratégica de desarrollar la infraestructura de transmisión eléctrica para incrementar el mallado de la red, su redundancia y la reducción de pérdidas, la CFE construyó los proyectos de transmisión, transformación y distribución, que permitieron ampliar la capacidad instalada con recursos propios y con el apoyo de inversión privada bajo el esquema de PIDIREGAS, para desarrollar los proyectos de infraestructura eléctrica que requiere CFE y el país.

En el año 2015, se realizaron 22 obras con recursos presupuestales que adicionaron 321.6 kms circuito de líneas de transmisión y 580.0 megavolts amperes en subestaciones de transformación.

5) Dentro de las acciones para garantizar la calidad y seguridad en el suministro, en el año 2015 se alcanzó una meta de 35.81 min/usuario con un cumplimiento de 87.3%, en el Tiempo de Interrupción al Usuario (TIU) de manera nacional (excluye las Divisiones del Valle de México), mediante mejoras en instalaciones de transmisión y distribución; así mismo las Inconformidades por cada Mil Usuarios (IMU) sin improcedentes a nivel nacional fueron de 2.76 en 2015, mejorando el resultado de 2014 que fue de 2.81; lo anterior, con una inversión de 8,412.9 millones de pesos.

Se estableció a través de la Subdirección de Transmisión, el indicador estratégico “Confiabilidad del sistema de Transmisión de Energía Eléctrica para transportarla a los centros de consumo”, el resultado al periodo fue de 0.63 salidas por falla contra una meta programada de 1.00, lo que representó un menor número de salidas de 0.37 y un cumplimiento de 137.0 %, resultado entre otros de: Aplicación del Programa de Otorgamiento de Libranzas, de conformidad con la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, Mantenimiento Multidisciplinario en la Red de Transmisión, con la participación de las diversas especialidades del Proceso y Reemplazo y/o modernización de componentes del Red Eléctrica de Transmisión.

Así mismo, la Disponibilidad de centrales generadoras, se ubicó en 90.7% alcanzando un cumplimiento del 102.90%, al superar la meta establecida de 88.14%. La variación se debe principalmente, al comportamiento de la indisponibilidad por falla más decremento, que fue de 2.08%, valor por debajo de la meta establecida de 2.16%, lo que denota una mejoría en la confiabilidad de los equipos. En el mismo sentido, la indisponibilidad por mantenimiento que fue del 7.22%, quedó por debajo de la meta establecida de 9.70%, dicha variación responde a las necesidades del sistema y optimización del recurso presupuestario, pactando las reprogramaciones requeridas con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

6) Dando continuidad a la reducción de pérdidas de energía de distribución y transmisión, al cierre de 2015 resultó de 14.3% con técnicas del 7.3% y no técnicas de 7.0%, menores a las observadas del 2014 que fueron de 15.0%, integradas de 7.3% en técnicas y 7.6% en no técnicas.

7) En el periodo de enero a diciembre de 2015, la generación bruta de energía eléctrica para el servicio público fue de 261,143.0 gigawatts-hora (GWh), de estos 171,984.2 GWh los produjo CFE (65.8%) y 89,158.8 GWh se obtuvieron a través de PIES (34.1%). Del total de generación, aproximadamente el 53.4% se obtuvo a partir de gas natural, 11.5% hidráulica, 14.3% combustóleo y diesel, 12.8% carbón, 4.4% nuclear, 2.4 % geotermia, 0.9% eólica ,0.0% fotovoltaica.

8) La generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables fue de 38,818.0 GWh, lo que representó el 14.8% de la generación del servicio público entre enero y diciembre de 2015.

La generación de electricidad a partir de fuentes no fósiles (energía renovable y nuclear) entre enero y diciembre de 2015, incluyendo a la CFE, PIE y la extinta Luz y Fuerza del Centro (LyFC), fue de 50,395.5 GWh, lo que significó una participación 19.3% del total de energía generada. Las fuentes renovables incluyen a la energía hidroeléctrica, eólica, geotérmica y solar. Incluye CFE, Productores Independientes de Energía y extinta LyFC, excluyendo autoabastecedores, cogeneradores y pequeños, productores.

Para cumplir con sus objetivos, la CFE estableció diversos programas para el ejercicio de 2015; a continuación se menciona el ejercicio de las metas por programa:

Metas sustantivas	Unidad de medida	Cifras no auditadas			Nota explicativa
		Meta programática	Meta alcanzada	Diferencia	
Capacidad instalada efectiva	MW *	53,200.4	54,852.2	1,651.8	(1)
CFE		40,655.6	41,899.4	1,243.8	
PEE's		12,544.8	12,952.8	408.0	
Generación bruta de energía	GWh **	260,611.2	261,143.0	531.8	(2)
CFE		170,498.2	171,984.2	1,486.0	
PEE's		90,113.0	89,158.8	(954.2)	

*/ Megawatt (MW).

**/ Gigawatts - hora (GWh).

Esta meta consiste en producir energía eléctrica, con el fin de proporcionar el suministro del servicio eléctrico con mayor confiabilidad.

- (1) La capacidad instalada de generación con la que concluyó el ejercicio de 2015, fue mayor en 1,651.8 MW, 3.1% de la meta programada de 53,200.4 MW; La capacidad efectiva de generación con la que concluyó el ejercicio de 2015 está integrada por 41,899.4 MW de centrales propiedad de CFE y 12,952.8 MW de productores externos.

De los 41,899.4 MW, el 65.4%, se destinó a la generación a base de recursos no renovables y el 34.6% restante a través de diferentes fuentes alternas de energía, destacando la participación del 28.7% de las centrales hidroeléctricas, 3.6% nucleoeeléctricas y 2.3% a base de geotermia, viento (eólicas) y solares (fotovoltaicas).

La capacidad instalada de 2015, comparada con la obtenida al cierre de 2014 de 41,523.8 MW, representa un incremento de 0.9 %, equivalente a 375.6 MW. Dicha variación fue debido principalmente al incremento de capacidad por nuevos proyectos de generación y por modernización de unidades conforme a lo siguiente: Adición de 686.75 MW por operación comercial de tres nuevas unidades generadoras de 131 MW en la nueva Central Cogeneración Salamanca (TG), una nueva unidad de 53.4 MW en la Central Geotermoeléctrica Los Azufres, una nueva unidad de 26.8 MW en la Central Geotermoeléctrica Humeros, dos nuevas unidades móviles de emergencia turbojet, que suman 37 MW, dos nuevas unidades móviles de emergencia turbogas, que suman 20 MW, tres unidades móviles de emergencia de combustión interna, que suman 4.8 MW, incremento de 110 MW en la unidad 2 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, incremento de 5 MW en la unidad 5 de la Central de Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia, incremento de 11.69 MW en la unidad 7 de la Central de Ciclo Combinado Huinalá II, recuperación de capacidad efectiva (1.06 MW) por parte de la unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Portezuelos II, y recuperación de capacidad efectiva por parte de las unidades 1 y 2 de la Central Hidroeléctrica Tepexic, sumando 24 MW.

En contraste, disminuyó un total de 311.14 MW al darse de baja en capacidad instalada efectiva: la unidad 1 de la Central Turbogás Ciudad Obregón (-14 MW), las unidades 3, 4, 5 y 9 de la Central Geotermoeléctrica Los Azufres (-20 MW), dieciséis unidades móviles de emergencia de combustión interna (-3.25 MW), una unidad móvil de emergencia turbogas (-2.9 MW), disminución de capacidad efectiva por parte de las unidades 3 y 4 de la Central de Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia (-5 MW), así como la devolución de cinco Centrales

Hidroeléctricas al SME, las cuales se detallan a continuación: Central Hidroeléctrica Necaxa, con 10 unidades generadoras (-109 MW), Central Hidroeléctrica Patla, con tres unidades generadoras (-37 MW), Central Hidroeléctrica Tepexic, con tres unidades generadoras (-39 MW), Central Hidroeléctrica Lerma (Tepuxtepec), con tres unidades generadoras (-74 MW), y Central Hidroeléctrica Alameda, con tres unidades generadoras (-6.99 MW).

- (2) La Generación de Energía Eléctrica de Centrales de CFE, llegó a 171,984.2 GWh con un cumplimiento del 100.9%, respecto a la meta programada de 170,498.2 GWh, destacando la mayor generación de Ciclo Combinado, Vapor, Hidroeléctrica y Carboeléctrica, como resultado de un mayor despacho requerido del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Metas sustantivas	Unidad de medida	Cifras no auditadas			Nota explicativa
		Meta programática	Meta alcanzada	Diferencia	
Comercialización de energía eléctrica	GWh *	219,435	212,201	(7,234)	(3)
Usuarios	Miles	39,440	39,601	161	(4)
Consumo promedio mensual	kWh/usuarios **	471	453	(18)	(5)
Productos por venta de energía eléctrica	Millones de pesos	354,874	294,077	(60,797)	(6)
Tarifas eléctricas (Precio Medio)	\$/kWh ***	1.666	1.408	(0.258)	(7)
Ventas totales	GWh *	220,702	213,355	(7,347)	(8)

*/ Gigawatts - hora (GWh).

**/ Kilowatts - hora (kWh).

***/ Pesos (\$).

- (3) Las ventas directas alcanzaron un volumen de 212,201 GWh, inferiores en 3.3% a las programadas. El decremento por sector es el siguiente: industrial 5.0%, agrícola 2.7%, servicios 2.5 y doméstico 0.8%.

Esto se debió a la reducción en las tarifas del sector doméstico, un menor crecimiento de la economía y menores precios observados en los combustibles fósiles que impactan en la fórmula de las tarifas eléctricas. El sector comercial creció el 1.1%.

- (4) Se atendieron 39,601 miles de usuarios, cifra ligeramente superior a lo programado.
- (5) El consumo promedio mensual por usuario, sin incluir las exportaciones, fue de 453 kWh/usuario, lo que se debió fundamentalmente a La disminución en el sector industrial.
- (6) Los Productos por venta de energía fueron inferiores en 17.1% respecto a lo programado. El decremento por sector es el siguiente: industrial 24.7%, agrícola 13.1%, comercial 10.4%, doméstico 4.1% y servicios 1.2%.
- (7) Conforme al comportamiento de la economía, la tarifas eléctricas (precio medio) registraron un decremento del 15.5% con respecto a lo programado.
- (8) Se registraron Ventas totales por 213,355 GWh, superiores a las de 2014 (209,254 GWh) y 3.3% inferiores a las programadas, su detalle se presenta a continuación:

Tarifa	GWh (cifras no auditadas)		
	Programado	Real	Variación
Doméstica	56,436	55,986	(450)
Comercial	14,647	14,810	163
Servicios	9,200	8,969	(231)
Agrícola	10,342	10,059	(283)
Industrial	<u>128,810</u>	<u>122,377</u>	(6,433)
Servicio al público (Subtotal)	219,435	212,201	(7,234)
Exportación	<u>1,267</u>	<u>1,154</u>	(113)
Total	<u>220,702</u>	<u>213,355</u>	(7,347)

Metas sustantivas	Unidad de medida	Cifras no auditadas			Nota explicativa
		Meta programática	Meta alcanzada	Diferencia	
Transmisión y transformación de energía eléctrica:					
Megavolts amperes construidos terminados	MVA *	230.0	580	350	(9)
Kilómetros de líneas construidos terminados	Km-C **	100.1	321.6	221.5	(10)

*Megavolt - ampere (MVA).

**Kilómetro circuito (Km-c).

Estas metas consisten en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de transmisión y transformación de energía del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios.

- (9) Las Subestaciones de Transformación presentaron un avance de 580.0 MVA, en relación al programado de 230.0 MVA, obteniendo un cumplimiento de 252.2.% por la al entrar en operación dos de las tres obras programadas, así como las obras Acatlán Banco 5 (Sustitución), Lomas Verdes Bancos 1 y 2, Charcas potencia y Laguna Encillas potencia, que no estaban consideradas originalmente. El proyecto Monte Real Banco 1 programado para operar durante 2015 no presenta avance por problemas sociales. La CFE determinó la terminación anticipada del contrato y analizar nuevas alternativas para su ubicación.
- (10) Las Líneas de transmisión presentaron un avance de 321.6 Km-C de un programa de 100.1 Km-C, registrando un cumplimiento del 321.3%, de los proyectos Alzayanca maniobras – San José Chiapa, San Pedro Potencia - C.M. Cahuisori, Central A3T – Carmen, Laguna Encillas entronque Chihuahua Norte – Moctezuma, y Morelia Industrial – Aeropuerto entronque Triguillos, obras no consideradas originalmente.

Metas sustantivas	Unidad de medida	Cifras no auditadas			Nota explicativa
		Meta programática	Meta alcanzada	Diferencia	
Operación y mantenimiento:					
Mantenimiento térmico	MW-mes	25,101.07	25,350.40	249.33	(11)
Mantenimiento hidroeléctrico	MW-mes	9,988.07	8,717.87	(1,270.20)	(12)
Tiempo de interrupción por usuario de distribución	Minutos por usuario	31.78	35.81	4.03	(13)
Confiabilidad del sistema de transmisión de energía eléctrica para transportarla a los centros de trabajo	Salida por falla *	1	0.63	(0.37)	(14)
Disponibilidad de los equipos para producir la energía eléctrica que demanda la sociedad	Porcentaje	88.14	90.7	2.56	(15)

*Una salida por cada 100 kilómetros.

(11) Para el periodo enero - diciembre 2015, se estableció una meta de realizar 169 mantenimientos a unidades **termoeléctricas base** con una capacidad de 25,101.07 MW-mes y el resultado fue de 169 mantenimientos realizados equivalente a 25,350.40 MW-mes, lo cual origina una diferencia del 0.99 % equivalente a 249.33 MW-mes. Por otra parte, el mantenimiento correctivo realizado en el periodo enero - diciembre de 2015 alcanzó un valor equivalente a 6,952.50 MW-mes.

12) En cuanto al mantenimiento de unidades hidroeléctricas, durante el periodo enero - diciembre 2015 se programaron 9,988.07 MW-mes, alcanzando un resultado de 8,717.87 MW-mes; en el número de unidades se programaron 113 mantenimientos de los cuales se realizaron 108 de los programados, y se realizaron 5 mantenimientos no programados siendo un total de 113 mantenimientos realizados durante el año. Adicionalmente, el mantenimiento correctivo acumulado en 2015, alcanzó un valor de 624.148 MW-mes, representando un 0.43% de Indisponibilidad por falla.

(13) El indicador estratégico "Tiempo de Interrupción por usuario de distribución", el cual es uno de los indicadores que percibe en forma directa un grado de satisfacción del usuario. Durante 2015, se obtuvo un valor de 35.81 minutos contra una meta de 31.78 minutos, 4.03 minutos por debajo de la meta, lo que significa un cumplimiento de 87.31%, resultado de la siguiente acción:

- Se están tomando acciones con actividades de mantenimiento y mejoras para la reducción de los usuarios afectados y el número de interrupciones, de las cuales se tienen las siguientes:
 - División de circuitos mediante la instalación de nuevos alimentadores.
 - Instalación de equipo de protección y seccionamiento en redes de media tensión.
 - Sustitución de aislamiento en circuitos de media tensión.

- Poda de árboles.
- Retiro oportuno de equipos y materiales por el fin de vida útil.
- Telecontrol de equipos de protección y seccionamiento.

(14) Para 2015, la CFE determinó establecer a través de la Subdirección de Transmisión, el indicador estratégico “Confiabilidad del sistema de Transmisión de Energía Eléctrica para transportarla a los centros de consumo”, el resultado al periodo fue de 0.63 salidas por falla contra una meta programada de 1.00, lo que representó un menor número de salidas de 0.37 y un cumplimiento de 137.0 %, con base en las siguientes acciones:

- Aplicación del Programa de Otorgamiento de Libranzas, de conformidad con la Operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- Mantenimiento Multidisciplinario en la Red de Transmisión, con la participación de las diversas especialidades del Proceso.
- Reemplazo y/o modernización de componentes del Red Eléctrica de Transmisión.
- Optimización del Mantenimiento a la Red Eléctrica de Transmisión, aplicando mejores prácticas del proceso.
- Incorporación de tecnología de vanguardia en la Red Eléctrica de Transmisión. Incremento en la Capacidad de Transmisión de Enlaces Prioritarios.

(15) El resultado de la Disponibilidad de centrales generadoras, se ubicó en 90.7% alcanzando un cumplimiento del 102.90%, al superar la meta establecida de 88.14%. La variación se debe principalmente, al comportamiento de la indisponibilidad por falla más decremento, que fue de 2.08%, valor por debajo de la meta establecida de 2.16%, lo que denota una mejoría en la confiabilidad de los equipos.

Asimismo, la indisponibilidad por mantenimiento que fue del 7.22%, también quedó por debajo de la meta establecida en 9.70%, dicha variación responde a las necesidades del sistema y optimización del recurso presupuestario, pactando las reprogramaciones requeridas con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

4. Análisis del ejercicio del presupuesto

Mediante **oficio N° 307-A.-4797** del 17 de diciembre de 2014 y con folio de adecuación 2015-18-TOQ-21 del 12 de febrero de 2016, la SHCP comunicó oficialmente a la CFE el PEF 2015 y la autorización del Presupuesto Adecuado XI, respectivamente.

a) Ingresos en flujo de efectivo

De acuerdo con lo establecido en el decreto que aprueba la Ley de Ingresos de la Federación, a la CFE le fue asignado un presupuesto original de **356,816,683.3 miles de pesos**, cifra que se modificó durante el transcurso del año para llegar a un presupuesto adecuado autorizado de **343,768,524.5 miles de pesos**.

CFE cuenta con las autorizaciones de las adecuaciones presupuestarias efectuadas al presupuesto original autorizado por la H. Cámara de Diputados y que provienen de las siguientes cuentas:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Cobrado y Obtenido (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Ingresos Propios	356,816,683.3	343,768,524.5	343,768,524.5	(13,048,158.8)	(3.7)
Transferencias	0.0	317,476.6	317,476.6	317,476.6	NA
Endeudamiento Neto	17,100,000.0	15,371,093.0	15,371,093.0	(1,728,907.0)	(10.1)
Disponibilidad Inicial	27,116,828.1	34,791,692.6	34,791,692.6	7,674,864.5	28.3
TOTAL DE RECURSOS INGRESOS	401,033,511.4	394,248,786.7	394,248,786.7	(6,784,724.7)	(1.7)

Las principales variaciones presupuestarias se comentan a continuación:

Los **Ingresos Propios** ascendieron a 343,768,524.5 miles de pesos, inferiores en 13,048,158.8 (3.7%) al presupuesto Original, conforme a la siguiente integración:

- Las **Ventas de Servicios Internos** generaron ingresos por un monto de 292,485,844.7 miles de pesos, inferiores en 58,153,128.1 (16.6%) respecto al presupuesto Original, debido a un menor volumen de ventas observado en 7,234.2 GWh (3.3%) al pasar de 219,435.0 GWh programados a 212,200.8 GWh obtenidos. La disminución fue resultado de la reducción en las tarifas del sector doméstico, un menor crecimiento de la economía y menores precios observados en los combustibles fósiles que impactan en la fórmula de las tarifas eléctricas. El Índice de Cobranza obtenido de 98.5% fue inferior al estimado de 99.2%; y el precio medio se ubicó por abajo del pronóstico en 14.3%.
- En **Venta de Servicios Externos** se obtuvieron ingresos por 1,306,346.5 miles de pesos, superior por 143,459.9 miles de pesos (12.3%) respecto al Original, debido al efecto en el tipo de cambio observado respecto al programado.
- Los **Ingresos Diversos** ascendieron a 49,976,333.3 miles de pesos, superiores en 44,961,509.4 miles de pesos (896.6%), respecto a la meta Original, básicamente por la aportación patrimonial que el ejecutivo Federal determinó realizar a la CFE por 43,396,400.0 miles de pesos, y que la entidad recibió como ingresos diversos para inversión financiera.

Se obtuvieron **Transferencias del Gobierno Federal** por 317,476.6 miles de pesos, correspondientes al reembolso de derechos de postergación, determinados con base en lo dispuesto en el artículo 232 Fracción XI de la Ley Federal de Derechos vigente, destinados al capítulo de materiales y suministros para la adquisición de combustibles.

El **Endeudamiento neto** observado por 15,371,093.0 miles de pesos, resultó inferior en 1,728,907.0 miles de pesos (10.1%) al Original, resultado de los siguientes movimientos compensados:

- El **Endeudamiento interno** registrado por 8,333,333.0, fue superior por 333,333.0 (4.2%) al Original, la variación fue resultado de una disposición realizada en noviembre por 8,000 millones de pesos compensado en parte por la cesión de cobro por 2,000 millones de pesos del crédito contratado con Banco Santander por 12,000 millones de pesos a Banco Invex y la reprogramación del pago para abril 2016.
- El **Endeudamiento externo** observado por 7,037,760.0 fue inferior por 2,062,240.0 (22.7%) respecto al presupuesto Original, derivado de una mayor amortización de deuda respecto a la presupuestada.

Se actualizó la **Disponibilidad Inicial** del ejercicio fiscal 2015, conforme la disponibilidad final dictaminada en los Estados Financieros de la Entidad 2014 al pasar de 27,116,828.1 miles de pesos a 34,791,692.6 miles de pesos. Asimismo, en el proceso de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de la CFE 2015, quedará registrada dicha disponibilidad final.

b) Egresos en flujo de efectivo

De acuerdo con lo establecido en el Presupuesto de Egresos de la Federación, a la CFE le fue asignado un presupuesto original de 401,033,511.4 miles de pesos, cifra que se modificó en diversas ocasiones para llegar a un presupuesto autorizado por un monto total de 350,848,786.7 miles de pesos, como sigue:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Gasto de Operación	270,649,248.5	267,041,394.4	267,041,394.4	(3,607,854.1)	(1.3)
Inversión Física	43,277,300.0	34,778,693.2	34,778,693.2	(8,498,606.8)	(19.6)
Inversión Financiera	0.0	2,668.3	2,668.3	2,668.3	NA
Operaciones ajenas	530,000.0	(65,020.7)	(65,391.2)	(595,391.2)	(112.3)
Costo Financiero Neto	14,500,000.0	13,502,694.0	13,503,064.5	(996,935.5)	(6.9)
Disponibilidad Final	72,076,962.9	35,588,357.5	35,588,357.5	(36,488,605.4)	(50.6)
TOTAL DE RECURSOS EGRESOS	401,033,511.4	350,848,786.7	350,848,786.7	(50,184,724.7)	(12.5)

En 2015 el **presupuesto pagado** de la **Comisión Federal de Electricidad** (CFE) fue de 315,260,429.2 miles de pesos, cifra menor al gasto presupuestado por 4.2%. Este comportamiento se debió principalmente a un gasto pagado menor al presupuesto aprobado en los rubros de Inversión Física 19.6%, Servicios Generales 10.4% y, Servicios Personales 4.5%.

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Gasto de Operación	270,649,248.5	267,041,394.4	267,041,394.4	(3,607,854.1)	(1.3)
Inversión Física	43,277,300.0	34,778,693.2	34,778,693.2	(8,498,606.8)	(19.6)
Inversión Financiera	0.0	2,668.3	2,668.3	2,668.3	NA
Operaciones ajenas	530,000.0	(65,020.7)	(65,391.2)	(595,391.2)	(112.3)
Costo Financiero Neto	14,500,000.0	13,502,694.0	13,503,064.5	(996,935.5)	(6.9)
GASTO NETO TOTAL	328,956,548.5	315,260,429.2	315,260,429.2	(13,696,119.3)	(4.2)

GASTO CORRIENTE

- El **Gasto Corriente** observó un gasto pagado menor al presupuesto aprobado de 2.4%, su evolución por rubro de gasto se presenta a continuación:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Servicios Personales	54,558,003.3	52,110,260.0	52,110,260.0	(2,447,743.3)	(4.5)
Gasto de Operación	126,611,067.8	123,536,378.6	123,536,378.6	(3,074,689.2)	(2.4)
Materiales y Suministros	94,555,900.0	94,823,998.2	94,823,998.2	268,098.2	0.3
Servicios Generales	32,055,167.8	28,712,380.4	28,712,380.4	(3,342,787.4)	(10.4)
Otros de Corriente	103,980,177.4	102,734,716.2	102,734,716.2	(1,245,461.2)	(1.2)
Pensiones y jubilaciones	28,513,123.4	32,092,169.2	32,092,169.2	3,579,045.8	12.6
Pagos relativos a Pidiregas	60,610,954.0	58,151,447.6	58,151,447.6	(2,459,506.4)	(4.1)
Otras Erogaciones	356,100.0	1,151,139.0	1,151,139.0	795,039.0	223.3
Operaciones Ajenas (Por Cta. 3eros.)	0.0	(2,162,733.6)	(2,163,104.1)	(2,163,104.1)	NA
Costo Financiero Neto	14,500,000.0	13,502,694.0	13,503,064.5	(996,935.5)	(6.9)
GASTO CORRIENTE	285,149,248.5	278,381,354.8	278,381,354.8	(6,767,893.7)	(2.4)

- ◆ Las erogaciones en **Servicios Personales** registraron un menor ejercicio presupuestario de 4.5% respecto al presupuesto aprobado, debido principalmente al menor gasto en tiempo extra, tiempos ordinarios de sustitución y adicionales de personal de base y confianza, por prestaciones derivadas del Contrato Colectivo de Trabajo, así como menores pagos de previsión social.
- ◆ En el rubro de **Gasto de Operación** el menor gasto pagado en 2.4%, fue resultado del efecto neto de los movimientos compensados y ampliaciones líquidas, los cuales se explican por capítulo de gasto de la siguiente manera:
 - En el capítulo de *Materiales y Suministros*, el mayor gasto pagado por 0.3%, fue derivado principalmente de lo siguiente:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Materiales y Suministros	94,555,900.0	94,823,998.2	94,823,998.2	268,098.2	0.3
Combustibles para la generación de electricidad	63,836,000.0	67,590,440.2	67,590,440.2	3,754,440.2	5.9
Pago de Combustibles a Pemex	43,115,200.0	43,831,905.3	43,831,905.3	716,705.3	1.7
Otros Fletes y Combustible Líquido Alterno	7,220,800.0	7,686,788.3	7,686,788.3	465,988.3	6.5
Gas de Importación	13,500,000.0	15,792,992.2	15,792,992.2	2,292,992.2	17.0
Combustóleo de Importación	-	278,754.4	278,754.4	278,754.4	NA
Otros	30,719,900.0	27,233,558.0	27,233,558.0	(3,486,342.0)	(11.3)

- El renglón de Pago de combustibles a Pemex el gasto pagado mayor de 1.7% respecto al presupuesto aprobado, derivado principalmente a los pagos realizados a Pemex Gas y Petroquímica Básica por el transporte de gas por medio del Gasoducto Ramones I (Camargo-Ramones), con el cual se incrementó la capacidad de importación de gas para las centrales del Golfo y Centro del país.
- En Otros fletes y combustibles, un gasto pagado mayor al presupuesto aprobado por 6.5%, en gran parte por el cargo fijo del gasoducto Tamazunchale – El Sauz debido a

los esquemas de recuperación de la inversión, así como por el pago de los compromisos adquiridos por la cesión de derechos de los contratos de Pemex Gas y Petroquímica Básica a CFE y por la entrada de nuevos gasoductos, con lo cual se incrementó el pago de cargos fijos por capacidad, principalmente en lo correspondiente al corredor Norte Los Ramones.

- El mayor gasto pagado en la adquisición de Gas de importación por 17.0%, se debe al incremento en el consumo de gas de importación perteneciente al corredor norte Los Ramones que abastece a la zona sureste y central del país, así como al incremento en el consumo de gas de importación derivado de las conversiones a gas natural de las Unidades 1, 2 y 4 de la C.T. Puerto Libertad, Unidad 3 de la CT Emilio Portes Gil, y las Unidades 9, 10, 11 y 12 de la CT Manzanillo.
 - En Combustóleo de Importación, se ejercieron 278,754.4 miles de pesos, recursos no considerados en el presupuesto aprobado, por efecto de sustitución de combustible nacional por importado al ser favorable el precio de adquisición.
 - En Otros materiales, un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 11.3%, destacando el menor ejercicio en Vapor Geotérmico por atrasos en los trabajos del contrato de reparación y perforación de pozos del campo geotérmico Cerro Prieto, perforación de pozos del campo geotérmico Los Azufres. Asimismo se presenta una disminución en el monto del contrato de perforación y reparación de pozos productores del campo geotérmico Los Humeros, y desfase del proceso de licitación del mantenimiento de pozos en el campo geotérmico Las Tres Vírgenes, así como la cancelación de algunas adquisiciones y obras de campos geotérmicos; en Energía comprada a cogeneradores e importación, el menor gasto es resultado de la baja en el precio del gas que repercute en el precio de venta de energía; y en Materiales para la operación y mantenimiento de instalaciones el menor ejercicio se observó en conceptos como: refacciones, equipo y herramientas menores, conductores y cables, estructuras y postes, y ropa de trabajo. Lo anterior, se compensó con un mayor gasto en aguas y sustancias químicas por pago de facturas de reductores de óxidos de nitrógeno.
- El menor gasto pagado en Servicios Generales por 10.4% , se explica principalmente por lo siguiente:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Servicios Generales	32,055,167.8	32,055,167.8	28,712,380.4	(3,342,787.4)	(10.4)
Adquisición de energía	2,229.3	2,229.3	2,897.8	668.5	30.0
Fletes	158,215.6	158,215.6	86,682.2	(71,533.4)	(45.2)
Conservación y mantenimiento	5,599,988.9	5,599,988.9	4,009,857.4	(1,590,131.5)	(28.4)
Servicios técnicos pagados a terceros	868,952.3	868,952.3	1,085,131.4	216,179.1	24.9
Seguros	2,555,560.0	2,555,560.0	2,589,640.3	34,080.3	1.3
Otros	22,870,221.7	22,870,221.7	20,938,171.3	(1,932,050.4)	(8.4)

- Un gasto pagado menor al presupuesto aprobado, principalmente en los conceptos de Conservación y mantenimiento de inmuebles, de bienes informáticos, de plantas e instalaciones productivas y de maquinaria y equipo por 28.4%; en Servicios técnicos

pagados a terceros el mayor gasto pagado fue por 24.9%, básicamente por honorarios a consultores nacionales, compensado parcialmente con un menor gasto pagado por las aportaciones al IIE, el programa de Educación para el Ahorro y Uso Racional de la Energía Eléctrica (EDUCAREE) y, el programa de normalización; en Seguros el mayor gasto pagado por 1.3%, se debe al efecto de mayores erogaciones en el seguro de bienes y riesgos diversos, compensado con un menor gasto pagado del seguro de póliza integral; en Fletes el menor gasto pagado por 45.2%, se ubicó en servicio de autotransporte de bienes y fletes y maniobras; en el concepto de Otros el menor gasto pagado por 8.4% se debe a los conceptos de derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales, derechos de vía e indemnizaciones, adquisición de software, pasajes y viáticos y otros.

- ◆ En el rubro de **Otros de Corriente**, el menor gasto pagado por 1,245,461.2 miles de pesos, se explica por lo siguiente:
 - En Pensiones y jubilaciones, se registró un gasto pagado mayor al presupuesto aprobado por 12.6%, al superar en 700 jubilados la meta programada al periodo de 2,582 plazas.
 - Los Pagos relativos a Pidiregas registraron un menor gasto pagado por 4.1% al presupuesto aprobado, conforme a los siguientes movimientos:
 - En Cargos variables el menor gasto pagado por 5.9%, fue derivado del menor precio del gas al pasar de 2,089.1 \$/m³ programado a 1,598.8 \$/m³ alcanzado (no incluye IVA).
 - En Cargos fijos el menor gasto pagado por 0.8%, es resultado de la disminución en las tarifas del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado (STANI) por parte de la Comisión Reguladora de Energía.
 - En Otras erogaciones, el mayor gasto pagado por 223.3%, se debe a mayores erogaciones por liquidaciones, indemnizaciones, sueldos y salarios caídos; y sentencias y resoluciones por autoridad competente.
 - Las Operaciones Ajenas por recuperación de terceros registraron ingresos por 2,163,104.0 miles de pesos, principalmente por la retención de impuestos como IVA, ISPT y otros impuestos.
 - El Costo Financiero Neto observó un ejercicio por 13,503,064.5 miles de pesos, dando como resultado un menor gasto pagado por 996,935.5 miles de pesos 6.9%, conforme a la siguiente integración:
 - El Costo financiero interno registró un menor gasto pagado por 21.7%, la variación se debe al menor gasto en el rubro de Intereses de Pidiregas por 37.2% por menor cantidad de obras recibidas; el concepto Otros fue inferior por 95.9%, derivado de menor cantidad de comisiones de colocación y de 79,600.0 miles de pesos no ejercidos en la CT Samalayuca II por el ahorro de un pago fiscal. En intereses el mayor gasto pagado por 13.1%, fue resultado de las variaciones entre las tasas de interés consideradas y las aplicadas en las operaciones del servicio de la deuda.
 - El Costo financiero externo observó un gasto pagado mayor al presupuesto aprobado por 17.1%, integrado por mayores Intereses por 18.6%, principalmente por las variaciones en las tasas de interés y tipos de cambio considerados y los aplicados en las operaciones del servicio de la deuda; en Intereses de Pidiregas el mayor gasto por 22.4%, fue resultado de la variación del tipo de cambio utilizado para la elaboración del presupuesto de 13.0 pesos por dólar y el tipo de cambio aplicado en el servicio de

la deuda de 15.84 pesos por dólar. Los movimientos anteriores se compensaron parcialmente con un menor gasto pagado en el concepto Otros por 3.5%, resultado del retraso en la aplicación de primas de seguros de riesgo por atrasos en la ejecución de los contratos de bienes y servicios.

- El costo por coberturas (Otros) se registró un menor gasto pagado por 35.7%, debido a que no se incrementaron las coberturas financieras de Pidiregas y de deuda documentada.
- Se registró un ingreso captado menor al presupuesto aprobado en Ingresos por intereses por 41.5%, debido principalmente a una sobreestimación en la meta original.

GASTO DE INVERSIÓN

- El **Gasto de Inversión** reflejó un menor gasto pagado 6,928,225.6 miles de pesos, este comportamiento se presenta a continuación:

CONCEPTO	Autorizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variaciones	
				Absoluta (4)=(3-1)	Relativa (5)=(4/1)
Inversión Física	43,277,300.0	34,778,693.2	34,778,693.2	(8,498,606.8)	(19.6)
Bienes Muebles e Inmuebles	4,135,948.5	2,695,855.0	2,695,855.0	(1,440,093.5)	(34.8)
Obra Pública	12,427,817.8	8,494,447.2	8,494,447.2	(3,933,370.6)	(31.6)
Pago de Pidiregas	16,487,111.4	13,800,674.6	13,800,674.6	(2,686,436.8)	(16.3)
Mantenimiento	10,226,422.3	9,787,716.4	9,787,716.4	(438,705.9)	(4.3)
Inversión Financiera	0.0	2,668.3	2,668.3	2,668.3	NA
Otros de Inversión (Erog. Recuperables)	530,000.0	2,097,712.9	2,097,712.9	1,567,712.9	295.8
GASTO DE INVERSIÓN	43,807,300.0	36,879,074.4	36,879,074.4	(6,928,225.6)	(15.8)

- ◆ En **Inversión Física** se observó un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 8,498,606.8 miles de pesos 19.6%, conforme a los siguientes movimientos compensados:
 - En *Bienes muebles, inmuebles e intangibles*, se observó un menor gasto pagado por 4,126,530.3 miles de pesos, debido principalmente al efecto compensado de:
 - El menor gasto pagado por 1,440,093.5 miles de pesos 34.8%, se ubicó en acometidas y medidores, así como equipamiento operativo en transmisión, por diferimiento en el gasto para 2016 debido a ajustes presupuestales.
 - Pago de Pidiregas registró un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 2,686.436.8 miles de pesos 16.3%, por menor cantidad de obras recibidas.
 - En *Inversión Pública*, se observó un menor gasto pagado por 4,372,076.5 miles de pesos, debido principalmente al efecto compensado:
 - En *Obra Pública*, se registró un menor gasto pagado por 3,933,370.6 miles de pesos 31.6%, destacando los proyectos de Ampliación de Redes y Construcción de Líneas y Subestaciones de Distribución, Modernización de Subestaciones de Potencia de Transmisión 3ª etapa y Modernización de Subestaciones de la Zona de Transmisión Metropolitana, así como Incremento y Modernización de la Infraestructura de la Red Nacional de Fibra Óptica 2ª Etapa por menores recursos aplicados.
 - En *Mantenimiento* el menor gasto pagado por 438,705.9 miles de pesos 4.3%, se presentó en Mantenimiento a Unidades Generadoras Termoeléctricas de vapor convencional, de carbón, de ciclo combinado y turbogas de nueva tecnología, así

como el refaccionamiento para las Centrales Hidroeléctricas al diferir mantenimientos para 2016.

- En *Inversión Financiera* se ejercieron 2,668.3 miles de pesos, recursos no considerados en el presupuesto aprobado, y que corresponden a las aportaciones de capital por parte de la Comisión Federal de Electricidad para la constitución de las empresas filiales CFE International, LLC, y CF Energía, S.A. de C.V.
- Para el rubro *Otros de Inversión*, se observó un mayor gasto pagado al 295.8%, en 1,567,712.9 miles de pesos, resaltando las prestaciones al personal, a través del fondo de la habitación, así como depósitos en garantía y otras cuentas de operaciones recuperables.

c) Estado analítico del ejercicio del presupuesto de egresos por clasificación funcional programática.

- Durante 2015, el presupuesto pagado de la CFE se ejerció a través de tres **finalidades**: Gobierno, Desarrollo Social y Desarrollo Económico. La primera comprende la **función** de Coordinación de la Política de Gobierno; la segunda de Protección Social y, la tercera Combustibles y Energía.

Concepto	Autoizado H. Cámara (1)	Modificado (2)	Pagado (3)	Variación Relativa (4)=(3/1)	Estructura Porcentual Pagado
Gobierno	337,281.7	299,525.6	299,525.6	(11.2)	0.1
Coordinación de la Política de Gobierno	337,281.7	299,525.6	299,525.6		
Desarrollo Social	28,513,123.4	32,092,169.2	32,092,169.2	12.6	10.2
Protección Social	28,513,123.4	32,092,169.2	32,092,169.2		
Desarrollo Económico	300,106,143.4	282,868,734.4	282,868,734.4	(5.7)	89.7
Combustibles y Energía	300,106,143.4	282,868,734.4	282,868,734.4		
Total del Gasto	328,956,548.5	315,260,429.2	315,260,429.2	(4.2)	100.0

- ◆ La **finalidad Desarrollo Económico** representó el 89.7% del ejercicio presupuestario de la entidad y presentó un menor gasto pagado del 5.7%, lo anterior muestra la prioridad en la asignación y ejercicio de los recursos para prestar el servicio público de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, con el desarrollo del país y con la preservación del medio ambiente.
- A través de la **función Combustibles y Energía** se erogó un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 89.7% de los recursos de esta finalidad.
 - Mediante esta función, la CFE persiste en su compromiso de fortalecer el abastecimiento racional de energía eléctrica; 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, constituyendo un elemento clave para alcanzar las metas y objetivos del país. Por ello se aseguró el abastecimiento racional de energía eléctrica a lo largo del país, manteniendo la disponibilidad y confiabilidad de la red eléctrica de transmisión y transformación, a través del programa anual 2015 de mantenimiento, rehabilitación y modernización de la infraestructura de generación, transmisión y transformación, así como de distribución.
 - Un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 17,237,409.0 miles de pesos (5.7%), en la Finalidad 3 Desarrollo Económico, Función 3 Combustibles y Energía, los cuales se reflejan en los pagos relativos a PIDIREGAS, en otros de servicios

generales, conservación y mantenimiento, así como en la inversión en el proceso de distribución y pagos de capital PIDIREGAS, por menores obras recibidas.

- ◆ La **finalidad Desarrollo Social** representó el 10.2% del ejercicio presupuestario de la entidad y presentó un crecimiento de 12.6% respecto al presupuesto aprobado, con ello CFE cubre de manera oportuna y eficiente las prestaciones económicas y sociales y de servicios de salud a su personal jubilado.
 - A través de la **función Protección Social** se erogó la totalidad de los recursos de esta finalidad.
 - Mediante esta función, el esquema de jubilación que aplica la empresa, corresponde a lo señalado en la Cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo, estableciendo que para los trabajadores que ingresaron a partir del 18 de agosto de 2008, o a los que Comisión les reconozca antigüedad, a partir del 18 de agosto de 2008, les aplicará el nuevo sistema de jubilaciones denominado Cuenta Individual de Jubilación (Cijubila). Asimismo, dentro del ejercicio del gasto se consideran los pagos correspondientes a la prima legal de antigüedad, la cual está establecida en la citada Cláusula, pudiendo solicitar el trabajador "un anticipo a cuenta de su prima legal de antigüedad, en la inteligencia de que cuando la CFE lo otorgue, únicamente tendrá derecho a que se le pague la diferencia de dicha prima legal cuando obtenga su jubilación."
 - Con base en el Informe Nacional de Recursos Humanos, la Comisión Federal de Electricidad al concluir 2015 contaba con 45,340 jubilados, 7.8% de incremento con respecto a 2014, lo que significó 3,282 trabajadores jubilados en 2015.
 - Un gasto pagado mayor al presupuesto aprobado por 3,579,045.8 miles de pesos (12.6%), en la finalidad 2 Desarrollo Social, Función 6 Protección Social, debido principalmente a la insuficiencia presupuestaria de origen.
- ◆ La **finalidad Gobierno** representó el 0.1% del ejercicio presupuestario de la entidad y presentó un menor gasto pagado de 11.2%, con ello se realizó actividades inherentes a su funcionamiento interno, tales como vigilar y revisar que la entidad realice sus actividades productivas en los ámbitos de recursos humanos, adquisiciones, inventarios, activos fijos, producción, gasto de inversión, ingresos, disponibilidad, pasivos, gasto corriente, sistemas de información y registro. Lo anterior, en apego a la normatividad, y con ello disminuir los gastos de operación, sin perjuicio de la calidad en el trabajo y en la consecución de las metas de la CFE.
 - A través de la **función Coordinación de la Política de Gobierno** se erogó la totalidad de los recursos de esta finalidad.
 - Un ejercicio pagado menor al presupuesto aprobado por 37,756.1 miles de pesos (11.2%), en la finalidad 1 Gobierno, Función 3 Coordinación de la Política de Gobierno, debido a menores erogaciones en servicios personales, derivado de que quedaron puestos vacantes y no se realizó su contratación.
 - Área de Auditoría: Realizó 119 auditorías, se generaron 499 observaciones, 174 relevantes y 325 no relevantes.
 - Área de Quejas: En el periodo enero-diciembre de 2015 se recibieron 5,290 peticiones ciudadanas, 947 correspondieron a quejas y denuncias por presuntos incumplimientos de las obligaciones de servidores públicos y 4,343 a peticiones en las

que existió inconformidad de los usuarios al solicitar un trámite o servicio en la CFE. Al inicio de 2015 habían 543 quejas y denuncias pendientes de periodos anteriores que sumadas a las 947 recibidas, da un universo de 1,490, de éstas se concluyeron 845, 431 por falta de elementos, 198 turnadas a Responsabilidades y 216 por incompetencia e improcedencias. Con referencia a las peticiones de servicio, habían 313 pendientes de años anteriores y sumadas a las 4,343 recibidas en 2015, da un universo de 4,656 de las cuales se concluyeron 4,088 y quedaron en trámite 568.

- Área de Responsabilidades: En 2015 se iniciaron 184 expedientes de los cuales se concluyeron 107; de ellas, 45 con sanción administrativa, 37 sin sanción y 25 abstención de sanción, 44 asuntos fueron de fondo y 63 por omisiones en declaración de situación patrimonial.

5. Disposiciones de racionalidad y austeridad presupuestaria

Con oficio No. DF.- 0082 de fecha 16 de julio de 2015, se dieron a conocer los “Lineamientos en materia de disciplina y austeridad presupuestaria de la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias”, y atendiendo el segundo transitorio de los mismos, las unidades administrativas de la CFE elaboraron su propuesta de programa de ahorro, que comprende el periodo del 1 de agosto al 31 de diciembre de 2015.

Con base en dicha propuesta, se integró el Programa de Ahorro 2015 de la CFE, a fin de que su instrumentación por las áreas sea aplicada en el Sistema Institucional de Información SAP por un importe de 400.5 MDP:

Dirección de Operación:	347.4 MDP
Dirección de Proyectos de Inversión Financiada:	37.1 MDP
Corporativo:	16.0 MDP

Una vez validada la reducción presupuestal en SAP por parte de la Dirección de Finanzas, se da por concluida la implementación del Programa de Austeridad 2015.

6. Sistema integral de información

Las cifras asentadas en el Sistema Integral de Información corresponden con las presentadas en los estados presupuestarios.

7. Tesorería de la Federación

Atendiendo el oficio N°102-K-066 de fecha 4 de noviembre de 2015, emitido por el Subsecretario de Ingresos de la SHCP en el que fijó un aprovechamiento a cargo de la CFE por un monto de 43,400,000, mismo que se cubrió el 18 de noviembre de 2014, con la entrega de las disponibilidades financieras. Dicho aprovechamiento se realizó en dos exhibiciones, una por 20,000,00.0 y otra por 23,400,000.0. Cabe destacar que, las disponibilidades financieras se registraron en el concepto denominado: Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación.

El procedimiento presupuestario anterior, se realizó conforme al Mecanismo presupuestario y contable para las operaciones derivadas del Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación en las entidades paraestatales, emitido por las Unidades de Contabilidad Gubernamental e Informes

sobre la Gestión Pública y, de Política y Control Presupuestario, mediante oficios N° 309-A.-0239/2012 y 307-A.-4562 de fecha 20 de agosto de 2012.

Dr. Enrique Ochoa Reza
Director General

Dr. Jaime F. Hernández Martínez
Director de Finanzas

Ing. Elías Pérez Díaz
Encargado de la Subdirección de Operación
Financiera

C.P. Leobardo Orozco Osorio
Gerente de Presupuestos