

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS

1. Constitución, actividades del Organismo y eventos relevantes.

• **Constitución y actividades del Organismo**

Comisión Federal de Electricidad (CFE o el Organismo) es un Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal de carácter técnico, industrial y comercial 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 tiene como objeto prestar, en el ámbito del territorio mexicano, el servicio público de energía eléctrica, que consiste 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 su objeto social y poder otorgar la prestación del servicio de telecomunicaciones en los términos de la Ley Federal de Telecomunicaciones.

El día 11 de octubre de 2009 se expidió el decreto presidencial por el cual se extinguió el Organismo Público Descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LFC), por lo que la responsabilidad en la prestación del servicio público de energía eléctrica en todo el país a partir de esa fecha recae en CFE.

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**

El 20 de diciembre del 2013, el Presidente de la República Lic. Enrique Peña Nieto, promulgó el Decreto de Reforma Constitucional, por el cual se reformaron los párrafos IV, VI y VIII del artículo 25; el párrafo VI del artículo 27, los párrafos IV y VI del artículo 28; y se adicionaron un párrafo VII al artículo 27; y un párrafo VIII al artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

El Decreto correspondiente se publicó ese mismo día en el Diario Oficial de la Federación, entrando en vigor al día siguiente de su publicación.

Con ello concluyó la fase constitucional de la Reforma Energética, la cual se inscribe en una serie de reformas estructurales promovidas por el gobierno de la República en una amplia concertación política para impulsar cambios cualitativos y cuantitativos en beneficio del país.

Como lo señaló el Presidente Peña Nieto, “la energética es una de las reformas más trascendentes de las últimas cinco décadas, que ayudará a México a enfrentar con éxito los retos del Siglo XXI”. La reforma moderniza el marco constitucional para abrir el sector energético a la inversión y a la tecnología. A su vez, permitirá que el país cuente con más energía a menores costos y mayor sustentabilidad; que la economía nacional crezca más rápido, genere mejores oportunidades de desarrollo y empleo para cientos de miles de mexicanos; y eleve la productividad y competitividad de la nación en su conjunto.

Por lo que al sector eléctrico se refiere, CFE como Empresa Productiva del Estado, entrará a una nueva etapa de su historia institucional, con lo que podrá evolucionar de una empresa eléctrica, a una empresa de energía que brindará servicios de electricidad y gas natural, en los términos que establezca la legislación secundaria correspondiente.

El siguiente paso de la Reforma Energética será la presentación, discusión y, en su caso, aprobación por parte del Congreso de la Unión, de la legislación secundaria, en los tiempos y contenidos que señalan los artículos 25, 27 y 28, y los respectivos artículos transitorios del Decreto de la Reforma Constitucional.

A la fecha de envío de estos estados financieros consolidados el Organismo no cuenta con los elementos suficientes para evaluar los posibles efectos de esta Reforma Energética en su situación financiera.

2. Bases de formulación de los Estados Financieros

Reclasificaciones

Algunas de las cifras de los estados financieros de 2012, han sido reclasificadas para conformar su presentación con la utilizada en el ejercicio de 2013, de acuerdo con la NIC 8. “Políticas contables, cambios en las estimaciones contables y errores”.

Bases de preparación

Los estados financieros adjuntos de Comisión Federal de Electricidad fueron obtenidos de los estados financieros estatutarios preparados conforme a las Normas Internacionales de Información Financiera, mismos que fueron ajustados en todos los aspectos importantes para alinearlos con las siguientes disposiciones normativas que le son aplicables en su carácter de Entidad Paraestatal del Gobierno Federal:

- a) Las disposiciones vigentes de la Ley General de Contabilidad Gubernamental (LGCG).
 - b) Las Normas de Información Financiera Gubernamental Generales para el Sector Paraestatal (NIFGG) y las Normas de Información Financiera Gubernamental Específicas para el Sector Paraestatal (NIFGE), emitidas por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública (UCG) de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).
 - c) Las Normas de Información Financiera emitidas por el Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera, A. C. que son aplicadas de manera supletoria y que no han sido autorizadas por la UCG de la SHCP.
-

Ley General de Contabilidad Gubernamental (LGCG)

El 31 de diciembre de 2008 se publicó en el Diario Oficial de la Federación la LGCG, que entró en vigor el 1° de enero de 2009, y es de observancia obligatoria para los poderes Ejecutivo, Legislativo y Judicial de la Federación, los Estados y el Distrito Federal; los Ayuntamientos de los Municipios; los Órganos Político-Administrativos de las Demarcaciones Territoriales del Distrito Federal; las Entidades de la Administración Pública Paraestatal, ya sean federales, estatales o municipales y los Órganos Autónomos Federales y Estatales.

La Ley tiene como objeto establecer los criterios generales que regirán la contabilidad gubernamental y la emisión de la información financiera de los entes públicos, con la finalidad de lograr la armonización contable a nivel nacional, para lo cual fue creado el Consejo Nacional de Armonización Contable (CONAC) como órgano de coordinación para la armonización de la contabilidad gubernamental, el cual tiene por objeto la emisión de las normas contables y las disposiciones presupuestales que se aplicarán para la generación de información financiera y presupuestal que emitirán los entes públicos.

Desde su creación el CONAC ha emitido diversas disposiciones regulatorias en materia de contabilidad gubernamental y de presupuestos, en las cuales se establecieron diversas fechas para el inicio de su aplicación efectiva.

Con la finalidad de dar cumplimiento al objetivo de la armonización contable y establecer los ejercicios sociales en que tendrá aplicación efectiva el conjunto de normas aplicables, el 15 de diciembre de 2010 el CONAC emitió el Acuerdo de Interpretación sobre las obligaciones establecidas en los artículos transitorios de la LGCG, en el cual reguló que las entidades paraestatales del Gobierno Federal tienen la obligación, a partir del 1 de enero de 2012, de realizar registros contables con base acumulativa, apegándose al marco conceptual y a los postulados básicos de contabilidad gubernamental, así como a las normas y metodologías que establezcan los momentos contables, los clasificadores y los manuales de contabilidad gubernamental armonizados, y de acuerdo con las respectivas matrices de conversión con las características señaladas en los artículos 40 y 41 de la LGCG.

A la fecha de emisión de los estados financieros, las autoridades en materia de contabilidad gubernamental no han establecido, como lo dispone el artículo quinto del manual de contabilidad gubernamental, la forma en que las entidades paraestatales se ajustarán al manual de contabilidad gubernamental, que incluye los aspectos generales de la contabilidad gubernamental; los fundamentos metodológicos de la integración y producción automática de información financiera; el plan de cuentas; el instructivo de manejo de cuentas; el modelo de asientos para el registro contable; las Guías Contabilizadoras; las normas y metodología para la emisión de información financiera y estructura de los estados financieros básicos del ente público y características de sus notas; y las matrices de conversión. Dada la falta de normatividad antes mencionada, para la elaboración de los estados financieros adjuntos se aplicó en forma supletoria la normatividad señalada en los siguientes párrafos.

Normas de Información Financiera Gubernamental emitidas por la UCG de la SHCP

Mediante Oficio Circular 309-A-0248/2012, de fecha 14 de septiembre de 2012, la UCG de la SHCP informó a las Dependencias de la Administración Pública Federal y a las Entidades del Sector Paraestatal sobre diversas modificaciones y precisiones que efectuó en el marco contable gubernamental federal, como sigue:

- a) Después de efectuar diversas modificaciones y actualizaciones en las normas contables que estaban vigentes hasta 2011 para el Sector Paraestatal, se establecieron, como obligatorias a partir del ejercicio 2012 para dicho Sector Paraestatal, seis Normas de Información Financiera Gubernamental Generales (NIFGG), una Norma de Información Financiera Gubernamental Específica (NIFGE) y una Norma de Archivo Contable Gubernamental (NACG). Asimismo, se dieron de baja dos Normas Generales de Información Financiera Gubernamental y nueve Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental que estaban vigentes hasta 2011. Las normas gubernamentales aplicables a partir de los ejercicios 2013 y 2012 son:

NIFGG SP 01	Control presupuestario de los ingresos y de los gastos
NIFGG SP 02	Subsidios y transferencias corrientes y de capital en sus diferentes modalidades
NIFGG SP 03	Estimación de cuentas incobrables
NIFGG SP 04	Reexpresión
NIFGG SP 05	Obligaciones laborales
NIFGG SP 06	Arrendamiento financiero
NIFGE SP 01	Proyectos de infraestructura productiva de largo plazo "PIDIREGAS"
NACG 01	Disposiciones aplicables al archivo contable gubernamental

- b) Las normas contables Principales Reglas de Registro y Valoración del Patrimonio (Elementos Generales), Reglas Específicas de Registro y Valoración del Patrimonio y Parámetros de Estimación de Vida Útil, emitidas por el CONAC el 27 de diciembre de 2010, 13 de diciembre de 2011 y 15 de agosto de 2012, respectivamente, son de aplicación obligatoria a partir del 1 de enero de 2014.
- c) Se regula que adicionalmente a las disposiciones normativas que establezca la UCG de la SHCP, los entes públicos podrán aplicar de manera supletoria, previa autorización de ésta, las Normas de Información Financiera nacionales e internacionales.
-

Normas de Información Financiera Mexicanas

La Entidad no cuenta con normas de información financiera generales o específicas de carácter gubernamental que regulen el registro de diversas operaciones financieras que ha reconocido en los estados financieros adjuntos y que están relacionadas con los siguientes componentes y rubros que forman parte integrante de los mismos:

- a. Efectivo y equivalentes de efectivo
- b. Cuentas por cobrar y deudores diversos
- c. Cuentas por cobrar por préstamos
- d. Intereses ganados y productos financieros
- e. Inventarios
- f. Depósitos en garantía
- g. Activos intangibles
- h. Pasivo, provisiones, activos y pasivos contingentes y compromisos
- i. Ingresos por prestación de servicios
- j. Costo de ventas de servicios prestados
- k. Consolidación de estados financieros

Para suplir la mencionada carencia de normas contables gubernamentales, la Entidad aplica las disposiciones normativas en materia contable establecidas en las **Normas de Información Financiera (NIF)** emitidas por el **Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera**.

La NIFGE 01 Norma para el tratamiento contable de las inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) y la NIFGGSP 05 Norma de información financiera sobre el reconocimiento de las obligaciones laborales al retiro de los trabajadores de las entidades del sector paraestatal, incorporadas en los estados financieros de la CFE, difieren de las NIIF principalmente en los siguientes aspectos:

La NIFGE -01 Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) de las NIFGE, establece el registro del pasivo correspondiente a estas inversiones únicamente por las amortizaciones que vencen en el año en curso y por el siguiente, reconociendo un activo por el mismo monto. El activo y el pasivo cuyo registro se difiere a años subsecuentes se registran en cuentas de orden. Las NIF requieren el reconocimiento contable del total de las inversiones realizadas y de los pasivos contraídos.

La NIFGG 05 Norma de información financiera sobre el reconocimiento de las obligaciones laborales al retiro de los trabajadores de las entidades del sector paraestatal", establece como obligatoria la aplicación de la NIF D-3 "Beneficios a los empleados" emitida por el CINIF en cuanto a la cuantificación y registro

del monto de estos pasivos y la divulgación en notas de los estados financieros de las reglas del reconocimiento y revelación, ... "siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable".

Adicionalmente, las NIFGG prevén que la Entidad debe emitir como parte de sus estados financieros básicos, además de los que establecen las NIF, los siguientes estados financieros: analíticos del activo, de las deudas y otros pasivos y de los cambios en la situación financiera.

Costo histórico

Los estados financieros han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros derivados, los cuales se valúan a valor razonable y las plantas, instalaciones y equipo las cuales están valuadas a su valor asumido a la fecha de transición y la revaluación a partir del 1° de enero de 2013 de la infraestructura eléctrica a su valor razonable como sigue:

Hasta el 31 de diciembre de 1996, los activos fijos distintos a los adquiridos bajo los programas de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS), fueron actualizados mediante la utilización de índices de precios de capital de la industria eléctrica, determinados por peritos especializados de CFE. Las obras en proceso continuaron actualizándose por este método hasta el cierre de 1998.

Los activos fijos adquiridos bajo los programas de PIDIREGAS, se actualizaron hasta el 31 de diciembre de 2007 en función del movimiento del tipo de cambio de la moneda de contratación que equivale a su costo específico.

A partir del 1 de enero de 1997 y hasta el 31 de diciembre de 2007, los activos fijos se actualizaron por el método de ajuste al costo histórico por cambios en el nivel general de precios, aplicando factores de inflación derivados del Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), tomando como base los valores de reposición determinados al cierre del año 1996 y los de adquisición y/o construcción por los adquiridos a partir de esa fecha y hasta el 31 de diciembre de 2007.

Durante el ejercicio 2013, la Entidad adoptó la Reglas del Registro y Valoración del Patrimonio publicadas el 13 de diciembre de 2012 en específico la relativa al postulado de Valuación, reconocimiento posterior de los activos, la cual señala que el reconocimiento posterior de los activos debe ser de acuerdo a las mejores prácticas nacionales e internacionales que tienden al reconocimiento del valor razonable los activos fijos. Consecuentemente, la infraestructura eléctrica fue revaluada determinando su valor razonable al cierre de 2013, como se explica en la Nota 3-d,

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Unidad monetaria de los estados financieros

Los estados financieros y sus notas al 31 de diciembre de 2013 y 2012 incluyen operaciones en moneda extranjera, los cuales son convertidos a pesos al tipo de cambio de cierre establecido por el Banco de México y están expresados en miles de pesos.

3. Resumen de las principales políticas contables

Las principales políticas contables seguidas por el Organismo, son las siguientes:

a. Bases de consolidación

La consolidación se efectuó con base en los estados financieros no auditados de tres Fideicomisos, en los que CFE tiene control de acuerdo con la NIF B-8 "Estados Financieros Consolidados o Combinados".

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 de Gastos Previos	CFE	CFE	BANCOMEX, S. N. C.	Inversión directa

b. Efectivo y equivalentes de efectivo

Se encuentran representados por efectivo, depósitos bancarios e inversiones temporales a corto plazo. El efectivo y los depósitos bancarios se presentan a valor nominal y los rendimientos que se generan se reconocen en los resultados conforme se devengan.

Los equivalentes de efectivo corresponden a inversiones de fácil realización con vencimientos a muy corto plazo, son valuados a valor razonable y están sujetos a un bajo riesgo de cambio en su valor.

c. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

Los inventarios de materiales para operación se registran a su costo de adquisición o valor neto de realización, el menor y, los consumos de los mismos se registran a costo promedio.

Los inventarios se revisan periódicamente para determinar la existencia de material obsoleto, y para evaluar la suficiencia de la reserva o estimación, cuando se presenta el caso, se incrementa la reserva contra los resultados del ejercicio. Mensualmente se aplica el factor de 0.0004167 (cero punto cero cero cero cuatro uno seis siete) sobre el saldo del mes de registro de las cuentas de materiales en existencia, equivalente al 0.5% anual, para registrar la estimación del año.

d. 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, solo de la infraestructura eléctrica, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. El Organismo llevará acabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación y cada 5 años se evaluará 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. Hasta el 31 de diciembre de 2012 estas plantas, instalaciones y equipo en operación se presentaban a su costo.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Cualquier aumento en la revaluación de dichas plantas, instalaciones y equipo en operación se reconoce en los otros resultados integrales como superávit, excepto si revierte una disminución en la revaluación del mismo activo previamente reconocida en resultados, en cuyo caso el aumento se acredita a resultados en la medida en que reduce el gasto por la disminución efectuada previamente. 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.

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de 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 1.33 al 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

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se presentan al costo menos la depreciación acumulada y cualquier pérdida acumulada por deterioro.

La depreciación se reconoce y se lleva a resultados, considerando sus vidas útiles utilizando el método de línea recta. La vida útil estimada, el valor residual y el método de depreciación se revisan al final de cada año, y el efecto de cualquier cambio en la estimación registrada se reconoce sobre una base prospectiva.

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

	Tasa anual %
Edificios	5
Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	25
Equipo de transporte	20
Otros bienes muebles	10

Los terrenos no se deprecian.

Las propiedades que están en proceso de construcción, se registran al costo menos cualquier pérdida por deterioro reconocida. El costo incluye honorarios profesionales y, en el caso de activos calificables, los costos por préstamos capitalizados conforme a la política contable del Organismo. La depreciación de estos activos, al igual que en otras propiedades, se inicia cuando los activos están listos para su entrada en operación.

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 en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

Las refacciones capitalizables se deprecian desde el momento en que están disponibles para su uso.

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

CFE realiza proyectos de inversión para construir activos generadores de ingresos bajo dos esquemas:

Inversión directa

Para construir proyectos de instalaciones eléctricas y que al término de la obra se entregan a la CFE, al momento de la entrega de las obras, materia del contrato, recibidas a satisfacción de CFE, se registra el activo en una cuenta de activo fijo denominada PIDIREGAS, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Los activos adquiridos bajo el esquema PIDIREGAS, así como la obligación correlativa son registrados al valor contratado del Proyecto.

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 solo pueden vender la energía que producen a CFE.

e. Activos intangibles

Los activos intangibles adquiridos de forma separada se reconocen al costo. El Organismo evalúa si el activo intangible es de vida finita o indefinida, y en caso de determinar que el intangible es de vida indefinida, el deterioro se valúa en forma anual. En caso de determinar que el intangible es de vida finita, reduce del valor del activo la amortización acumulada y en su caso la pérdida acumulada por deterioro.

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.

f. Deterioro de activos de larga duración en uso

El Organismo revisa el valor en libros de los activos de larga duración en uso, ante la presencia de algún indicio de deterioro que pudiera indicar que el valor en libros de los mismos pudiera no ser recuperable, considerando el mayor entre el valor razonable menos el costo de venderlo y el valor de uso, se efectúa un ajuste en el valor del mismo.

Al evaluar el valor de uso, los flujos de efectivo futuros estimados se descuentan a su valor presente utilizando una tasa de descuento antes de impuestos que refleje la evaluación actual del mercado respecto al valor del dinero en el tiempo y los riesgos específicos del activo para el cual no se han ajustado las estimaciones de flujos de efectivo futuros. Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos son, entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el periodo si es que están combinados con un historial o proyección de pérdidas, que en términos porcentuales, en relación con los ingresos, son substancialmente superiores a las de ejercicios anteriores, efectos de obsolescencia, competencia y otros factores económicos y legales.

g. Instrumentos financieros

Los activos y pasivos financieros son reconocidos cuando el Organismo se convierte en una de las partes de un contrato de instrumentos financieros.

Los activos y pasivos financieros son registrados inicialmente a su valor razonable, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la 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) son agregados o disminuidos del valor razonable del activo o pasivo financiero, según sea el caso, al reconocimiento inicial. 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 en alguna de las siguientes categorías: Activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, inversiones mantenidas al vencimiento, activos financieros disponibles para la venta y préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito del activo financiero y se determina al momento del reconocimiento inicial.

Préstamos y cuentas por cobrar.

Las cuentas por cobrar y préstamos son instrumentos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (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.

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

Deterioro de activos financieros.

Los activos financieros, distintos a los activos financieros a valor razonable, se evalúan para determinar si existen indicadores de deterioro al final de cada periodo, y su deterioro se lleva a resultados. Los activos financieros se consideran deteriorados 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.

Clasificación como pasivo o capital.

Los instrumentos de deuda y capital emitidos por el Organismo se clasifican, ya sea como pasivos o capital de acuerdo a la sustancia de los acuerdos contractuales y las definiciones de un pasivo financiero y de instrumento de capital.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Pasivos financieros.

Los pasivos financieros se clasifican a valor razonable o con cambios en pérdidas y ganancias o como otros pasivos financieros (incluyendo préstamos), y son medidos subsecuentemente a su costo amortizado, usando el método de interés efectivo.

El Organismo da de baja un pasivo financiero sí, y solo si, las obligaciones del Organismo son cumplidas, se cancelan o expiran. La diferencia entre el valor en libros del pasivo financiero dado de baja y la consideración pagada y por pagar es reconocida en pérdidas y ganancias.

Método de interés efectivo.

El método de interés efectivo es un método de cálculo del costo amortizado de un instrumento financiero y de distribución del ingreso o solo financiero a lo largo del periodo cubierto por dicho instrumento. La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los flujos de efectivo futuros que se estima cobrar o pagar (incluyendo comisiones y gastos pagados o recibidos que forman parte integral de la tasa de interés efectiva, costos de transacción y otras primas o descuentos) a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero, o, cuando sea adecuado, en un periodo más corto, al importe neto en libros del activo o pasivo financiero a la fecha del reconocimiento inicial.

El ingreso o costo se reconoce sobre la base del interés efectivo para aquellos instrumentos financieros distintos de los activos y pasivos financieros clasificados a valor razonable con cambios en resultados.

Compensación.

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto es presentado en el estado de situación financiera cuando, y sólo cuando, el Organismo cuenta con un derecho legal para compensar los montos y tiene el propósito de liquidar sobre una base neta o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

h. Instrumentos Financieros Derivados

El Organismo valúa todos los derivados en el balance general a valor razonable o valor de mercado ("mark to market"). Cuando los derivados son designados como cobertura, el reconocimiento del valor razonable depende si la cobertura es de valor razonable o de flujo de efectivo.

Los derivados designados como cobertura reconocen los cambios en valor razonable como sigue: (1) si son de valor razonable, las fluctuaciones tanto del derivado como la partida cubierta se registran contra resultados, o (2) si son de flujo de efectivo, se reconocen temporalmente en la utilidad (pérdida) integral y se reclasifican a resultados cuando la partida cubierta los afecta. La porción inefectiva del cambio en el valor razonable se reconoce de inmediato en resultados, en el resultado integral de financiamiento, independientemente de si el derivado está designado como cobertura de valor razonable o de flujo de efectivo.

El Organismo 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. CFE documenta formalmente todas las relaciones de cobertura, en donde describe los objetivos y estrategias de la administración de riesgos para llevar a cabo transacciones con derivados. La política del Organismo es no realizar operaciones especulativas con instrumentos financieros derivados.

Ciertos instrumentos financieros derivados, aunque fueron contratados con fines de cobertura desde una perspectiva económica, por cambios en la normatividad contable, actualmente no se designan como cobertura para efectos contables sino de negociación. La fluctuación en el valor razonable de estos derivados se reconoce en resultados en el costo financiero.

El Boletín C-10 “Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura”: “Si las características críticas del instrumento de cobertura y de la posición primaria son iguales (el monto notional, tasas de referencia para pago y cobro, y las bases relacionadas, la vigencia del contrato, la fecha de fijación de precio y de pago, las fechas de designación formal y liquidación, entre otras), entonces los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo atribuibles al riesgo que se está cubriendo, se compensarán completamente al inicio, durante y hasta el vencimiento de la cobertura, por lo cual no será necesario evaluar y medir la efectividad.”

i. Obligaciones asociadas con el retiro de plantas, instalaciones y equipo

Por disposición regulatoria al concluir el servicio de operación de una instalación nuclear (por término de licencias), ésta debe ser desmantelada por razones de seguridad y de protección al medio ambiente.

CFE tiene como política realizar un estudio técnico – económico, el cual debe ser actualizado en forma periódica (cada 5 años) y contempla el costo estimado por este concepto, con base a la producción de energía de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, cuya distribución se hace uniforme en el tiempo de vida útil. El costo de adquisición de las instalaciones nucleares se incrementa con el monto de la valuación de la obligación asociada con el retiro, considerando el efecto de descontarlo a su valor presente.

j. Beneficios a los empleados

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 terminación y otras. El pasivo por beneficios al retiro (primas de antigüedad y pensiones) y por terminación de la relación laboral se registra conforme se devenga, el cual se calcula por actuarios independientes con base en el método de crédito unitario proyectado utilizando tasas de interés nominales, por lo tanto, se está reconociendo el pasivo que a valor presente se estima cubrirá la obligación por estos beneficios a la fecha estimada de retiro de empleados que laboran en el Organismo, contratados hasta el 18 de agosto de 2008 dentro de un plan de pensiones y jubilaciones de beneficios definidos.

Para trabajadores contratados hasta el 18 de agosto de 2008, el organismo continúa aplicando un plan de pensiones de beneficios definidos y para trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008, el Organismo estableció un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida.

k. Impuesto sobre la renta por el remanente distribuible

De acuerdo a lo establecido en la legislación fiscal aplicable, el Organismo no causa el gravamen del Impuesto Sobre la Renta (ISR), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna los requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley. El Organismo está obligado a determinar, pagar y reconocer en sus estados financieros este impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan requisitos fiscales con fundamento en el penúltimo y último párrafo del artículo 95 de la Ley de ISR.

Con base en lo descrito en el párrafo anterior, el Organismo determina, valúa, revela y registra en sus estados financieros, la provisión del impuesto sobre la renta por remanente distribuible.

l. Información por segmentos

CFE al ser una entidad económica pública, de conformidad con lo establecido en la NIF B-5 "Información financiera por segmentos", distingue y revela la información por segmentos, la cual se presenta en el formato utilizado por CFE para evaluar cada actividad con un enfoque gerencial.

m. Reconocimiento de ingresos

Los ingresos se reconocen en el período 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.

n. 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, las fluctuaciones cambiarias se registran en los resultados como parte del resultado integral de financiamiento.

o. Transacciones con el Gobierno Federal, 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

De conformidad con el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) vigente a partir del 23 de diciembre de 1992, CFE está obligada al pago de un aprovechamiento al Gobierno Federal por los activos que utiliza para prestar el servicio público de energía eléctrica.

El aprovechamiento se determina anualmente en función de la tasa de rentabilidad establecida para las entidades paraestatales en cada ejercicio, para el periodo terminado el 31 de diciembre de 2013, se utilizó la tasa del 9%, ratificada por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), dicha tasa se aplica al valor del activo fijo neto en operación del ejercicio inmediato anterior y el monto resultante se carga a los resultados del ejercicio.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

El aprovechamiento representa un decremento en beneficios económicos para CFE por un pago al Gobierno Federal, por lo que se registra como un gasto de operación. Este aprovechamiento es compensado contra la insuficiencia tarifaria determinada para complementar tarifas deficitarias (ingresos), por lo que no existe entero al erario federal.

Durante 2012 se publicó a través del DOF una modificación al Reglamento de la LSPEE en el que se precisa el concepto de “activo fijo neto en operación”, como lo siguiente:

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.

En el estado de resultados, el rubro de aprovechamiento fue determinado considerando esta modificación.

2). Por el patrimonio invertido

De conformidad al artículo 1 de la Ley de Ingresos de la Federación 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

Corresponde a los recursos que el Gobierno Federal otorga a los usuarios del servicio eléctrico a través de CFE, mediante diversas tarifas deficitarias en venta de energía. 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 representa un incremento en beneficios económicos para CFE, por lo que se registra como un ingreso, el excedente no recuperable de la insuficiencia tarifaria se reconoce y se cancela en los estados financieros del Organismo.

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

Aportaciones. Las aportaciones recibidas de los Gobiernos, Estatal y Municipal 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.

p. Costo financiero

El costo financiero incluye todos los conceptos de ingresos o gastos financieros, tales como los intereses y resultados cambiarios, a medida que ocurren o se devengan.

q. Contingencias y compromisos

Las obligaciones asociadas con contingencias se reconocen como pasivo, cuando existe una obligación presente resultante de eventos pasados y es probable que los efectos se materialicen y se puedan cuantificar razonablemente, de otra forma se revelan en los estados financieros. Los efectos financieros de compromisos de largo plazo establecidos con terceros, como es el caso de contratos de suministro con proveedores o clientes, se reconocen en los estados financieros. Los compromisos relevantes se revelan en las notas a los estados financieros. No se reconocen ingresos, utilidades o activos contingentes.

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

En la aplicación de las políticas contables del Organismo, la Administración de CFE debe hacer juicios, estimaciones y supuestos sobre los valores en libros de los activos y pasivos que no fácilmente aparecen en otras fuentes. Las estimaciones y supuestos relativos se basan en la experiencia y otros factores que se consideran pertinentes. Los resultados reales podrían diferir de esos estimados.

Los estimados y supuestos subyacentes se revisan sobre una base regular. Las revisiones a los estimados contables se reconocen en el periodo de la revisión y periodos futuros, si la revisión afecta tanto al periodo actual como a periodos subsecuentes.

1) Fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones

Supuestos básicos respecto al futuro y otras fuentes clave de incertidumbre en las estimaciones al final del periodo sobre el cual se informa, y que tienen un riesgo significativo de provocar ajustes importantes en los valores en libros de los activos y pasivos durante el próximo año.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

I. Estimación para cuentas de cobro dudoso.

El organismo valúa las cuentas por cobrar a su costo amortizado menos cualquier deterioro utilizando el método del interés efectivo y reconoce una estimación para cuentas de dudosa recuperación (deterioro), cuando se identifica un acontecimiento que genera una pérdida que implique la reducción de la recuperabilidad de flujos de efectivo (pérdida incurrida).

Se considera que si existe evidencia objetiva de que se ha incurrido en una pérdida por deterioro del valor de las cuentas por cobrar en el momento en que se identifiquen detonadores de deterioro o eventos que conduzcan a considerar que la recuperación de cuentas por cobrar es incierta, poco probable y el tiempo transcurrido desde la facturación es prolongado, lo que se conoce como modelo de pérdidas incurridas.

En el caso del sector doméstico, se reserva el 75% del saldo al transcurrir 330 días del vencimiento. En el caso de los sectores agrícolas y de servicios, en donde la experiencia ha mostrado la celebración de negociaciones, se establece como criterio el incrementar la estimación en un 25% al transcurrir 330 días del vencimiento.

La metodología para el cálculo de las estimación de cuentas incobrables se aplica trimestralmente, es decir al cierre de marzo, junio, septiembre y diciembre de cada año, con base en la cartera vencida determinada al mes inmediato anterior.

Una vez agotadas las gestiones de cobro comerciales y jurídicas, se cancelan las cuentas incobrables contra la estimación calculada.

Cuando esta estimación calculada conforme a la metodología antes señalada no sea suficiente para cancelar cuentas derivadas de eventos relevantes, masivos y focalizados con algún tipo de problemática generalizada en alguno de estos sectores (doméstico, agrícola y de servicios), y con una notoria imposibilidad práctica de su cobro, se someten, a la aprobación de la Junta de Gobierno.

El valor en libros se reducirá afectando directamente a la reserva y el importe de la pérdida se reconocerá como resultado del ejercicio.

II. Vida útil y valor residual de propiedades, planta y equipo

El Organismo revisa la vida útil estimada de propiedades, planta y equipo al final de cada periodo anual, las tasas de depreciación se describen en la Nota 3-d.

III. Deterioro de activos

El Organismo realiza pruebas de deterioro cuando existen indicios, estas pruebas implican la estimación de flujos futuros de efectivo que obtendrá el Organismo y de la tasa de descuento más apropiada. El Organismo considera que sus estimaciones en este sentido son adecuadas y coherentes con la actual coyuntura de los mercados y que sus tasas de descuento reflejan adecuadamente los riesgos correspondientes. El Organismo considera que todas sus transacciones forman parte de una misma unidad generadora de efectivo.

IV. Beneficios a los empleados

La valuación de beneficios a los empleados por pensiones y otros beneficios al retiro está sustentada en cálculos actuariales basados en supuestos relativos a tasas de descuento, tasas de incremento salarial y otras estimaciones actuariales utilizadas. Los supuestos actuariales son actualizados de forma anual, los cambios en estos supuestos pueden tener un efecto significativo en el monto de las obligaciones y en los resultados del Organismo.

La NIFGG 05 Norma de información financiera sobre el reconocimiento de las obligaciones laborales al retiro de los trabajadores de las entidades del sector paraestatal", establece como obligatoria la aplicación de la NIF D-3 "Beneficios a los empleados" emitida por el CINIF en cuanto a la cuantificación y registro del monto de estos pasivos y la divulgación en notas de los estados financieros de las reglas del reconocimiento y revelación, ... "siempre y cuando no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable".

V. Desmantelamiento de la planta nuclear Laguna Verde

El valor de la provisión para el desmantelamiento de la planta nuclear, es calculado con base en supuestos de costo, tasa de inflación, tasas de descuento de largo plazo, tipos de cambio y fechas en las que se espera que se hagan desembolsos.

La revisión de esta estimación se hace constantemente para asegurar que los montos provisionados corresponden al mejor estimado de los costos que eventualmente erogará el Organismo, las variaciones en los supuestos base de las estimaciones, puede traer cambios en los montos registrados.

VI. Energía vendida en proceso de facturación

Los ingresos se reconocen en el período 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.

VII. Instrumentos financieros

En la valuación de estos instrumentos, no listados a su valor razonable, el Organismo utiliza modelos de valuación que incorpora a supuestos sujetos a variaciones no predecibles.

El Organismo considera que los supuestos utilizados a la fecha de estos estados financieros son apropiados y bien fundamentados.

VIII. Aportaciones de clientes

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Las aportaciones recibidas de clientes para que la entidad les preste el servicio de energía eléctrica, se registran, reconociendo un activo a su valor razonable por las propiedades que son aportadas por el cliente, y a su vez se reconoce un producto por realizar. El período de realización de estos productos está relacionado con la vida útil del activo.

4. Instrumentos Financieros

a. Administración del riesgo de patrimonio

El Organismo administra su patrimonio para asegurar que estará en capacidad de continuar como negocio en marcha y cumplir con las regulaciones aplicables. La estructura del patrimonio del Organismo consiste en la deuda neta y el patrimonio. Adicionalmente, el Organismo no está sujeto a requerimiento alguno impuesto externamente para la administración de su patrimonio.

b. Políticas contables significativas

Los detalles de las políticas contables significativas y métodos adoptados (incluyendo los criterios de reconocimiento, bases de valuación y las bases de reconocimiento de ingresos y egresos) para cada clase de activo financiero, pasivo financiero e instrumentos de capital se revelan en la Nota 3-g

c. Categorías de instrumentos financieros

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Activos financieros:		
Efectivo e inversiones temporales	\$ 34,078,664	\$ 33,514,171
Cuentas y documentos por cobrar a consumidores y otros deudores	83,149,018	91,673,448
Préstamos a trabajadores a largo plazo	8,311,746	7,483,560
Instrumentos financieros derivados	13,989,058	15,869,179
Pasivos financieros a costo amortizado:		
Deuda documentada	\$ 145,218,732	\$ 119,699,194

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Arrendamiento de plantas, instalaciones, equipos y PIDIREGAS	13,652,898	13,385,680
Proveedores y contratistas	15,547,240	31,078,906
Depósitos de usuarios y contratistas	16,131,181	16,095,768

d. Objetivos de la administración del riesgo financiero

Parte de las funciones de la Dirección de Finanzas del Organismo 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 del Organismo 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.

El Organismo busca atemperar los efectos de los riesgos de parte de la deuda utilizando instrumentos financieros derivados para cubrirla. El uso de los derivados financieros se rige mediante la política establecida por el Comité delegado interinstitucional de gestión de riesgos financieros asociados a la posición financiera y al precio de los combustibles fósiles (CDIGR) y ratificada por la Junta de Gobierno, la cual provee principios escritos sobre el riesgo cambiario, riesgo de las tasas de interés, riesgo de crédito de contraparte y el uso de instrumentos financieros derivados.

El Organismo no suscribe o negocia instrumentos financieros con fines especulativos.

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, informa mensualmente al comité de inversiones de la Tesorería.

e. 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. El Organismo 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, el Organismo únicamente se involucra con partes solventes y de reconocida reputación y alta calidad crediticia. Adicionalmente obtiene suficientes garantías, cuando sea apropiado, como forma de mitigar el riesgo de la pérdida financiera ocasionada por los incumplimientos.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Con el fin de administrar el riesgo de crédito, en el caso de los préstamos y cuentas por cobrar con consumidores, el Organismo considera que el riesgo es limitado pues en caso de no recibir pago por parte del consumidor se apeg a lo establecido por la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en cuanto a suspensión de suministro de energía.

El análisis de la antigüedad de los activos financieros no corrientes, sobre los que no se ha considerado necesario realizar provisión alguna al 31 de diciembre de 2013 y 2012:

	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2012</u>
Menos de 90 días	\$ 3,512,803	\$ 3,696,183
De 90 a 180 días	4,676,726	1,411,823
Más de 180 días	37,473,614	35,257,569

f. Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez es el riesgo 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.

Como se menciona en las **Notas 12 y 12a** (créditos deuda PIDIREGAS), el financiamiento que recibe el Organismo, 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, el Organismo realiza análisis de flujos de efectivo de manera periódica y mantiene líneas de crédito abiertas con instituciones financieras y proveedores. Adicionalmente, el Organismo 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 son:

Al 31 de Diciembre de 2013	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	\$ 32,540,555	\$ 20,334,044	\$ 2,636,771	\$ 89,707,362	\$ 145,218,732
PIDIREGAS	13,652,898				13,652,898
Proveedores y contratistas	15,547,240				15,547,240
Depósitos de usuarios y contratistas	<u>16,131,181</u>				<u>16,131,181</u>
Total	<u>\$ 77,871,874</u>	<u>\$ 20,334,044</u>	<u>\$ 2,636,771</u>	<u>\$ 89,707,362</u>	<u>\$ 190,550,051</u>

Al 31 de diciembre de 2012	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	\$ 15,047,525	\$ 55,261,562	\$ 1,280,531	\$ 48,109,576	\$ 119,699,194
PIDIREGAS	13,385,680				13,385,680
Proveedores y contratistas	31,078,906				31,078,906
Depósitos de usuarios y contratistas	<u>16,095,768</u>		-	-	<u>16,095,768</u>
Total	<u>\$ 75,607,879</u>	<u>\$ 55,261,562</u>	<u>\$ 1,280,531</u>	<u>\$ 48,109,576</u>	<u>\$ 180,259,548</u>

g. Riesgos de mercado

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

Administración del riesgo cambiario

CFE se fondea 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.

El Organismo realiza transacciones denominadas en moneda extranjera; en consecuencia se generan exposiciones a fluctuaciones en el tipo de cambio. La posición neta en moneda extranjera se muestra en la Nota 23.

El Organismo 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**

El Organismo 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 del Organismo 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 del Organismo 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>Miles de pesos</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Resultados	<u>8,513,023</u>	\$ <u>8,428,410</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**

El Organismo 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 Organismo 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 TIE 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 TIE 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 2013 y 2012 aumentaría o disminuiría en \$330,077 y \$285,248 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición del Organismo 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 2013 y 2012 aumentaría o disminuiría en \$5,309 y \$5,906 respectivamente. Esto es principalmente atribuible a la exposición del Organismo a las tasas de interés sobre sus préstamos a tasa variable.

h. Valor razonable de los instrumentos financieros

Valor razonable de los instrumentos financieros registrados al costo amortizado

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

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:

	2013		2012	
	Valor en Libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor Razonable
Deuda documentada	\$ 145,218,732	\$ 145,218,732	\$ 119,699,194	\$ 119,699,194
PIDIREGAS	13,652,898	13,652,898	13,385,680	13,385,680

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>17,663,172</u>
Total	\$ <u><u>17,663,172</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 10.

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).

5. Efectivo e Inversiones temporales

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, el efectivo e inversiones temporales se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Efectivo en caja y bancos	\$ 16,415,492	\$ 13,112,387
Inversiones temporales	<u>17,663,172</u>	<u>20,401,784</u>
Total	\$ <u><u>34,078,664</u></u>	\$ <u><u>33,514,171</u></u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

6. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Consumidores público	\$ 66,455,874	\$ 64,433,087
Consumidores gobierno	16,965,181	14,069,835
Activos por fideicomisos	<u>4,368,282</u>	<u>5,990,724</u>
	87,789,337	84,493,646
Estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>(18,016,513)</u>	<u>(13,015,536)</u>
	69,772,824	71,478,110
Documentos por cobrar, reclamaciones a aseguradoras y otros	12,481,709	13,361,315
Impuesto al valor agregado por recuperar	<u>894,485</u>	<u>6,834,023</u>
Total	\$ <u>83,149,018</u>	\$ <u>91,673,448</u>

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los saldos y movimientos de la estimación para cuentas de cobro dudoso se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Saldo Inicial	\$ 13,015,536	\$ 9,957,535
Incremento	9,344,610	3,791,011
Recuperaciones	311,879	370,074
Aplicaciones	<u>4,655,512</u>	<u>1,103,084</u>
Saldo Final	\$ <u><u>18,016,513</u></u>	\$ <u><u>13,015,536</u></u>

7. Materiales para operación

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, los materiales para operación se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones y equipo	\$ 3,790,718	\$ 3,641,649
Combustibles y lubricantes	12,591,989	14,549,197
Combustible nuclear	<u>4,074,880</u>	<u>3,301,013</u>
	20,457,587	21,491,859
Estimación por obsolescencia	<u>(473,748)</u>	<u>(384,546)</u>
Total	\$ <u><u>19,983,839</u></u>	\$ <u><u>21,107,313</u></u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

8. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos netos de plantas, instalaciones y equipos al 31 de Diciembre de 2013 y 2012 se integran como sigue:

Inversión

	Plantas Instalaciones y Equipo en Operación	Refacciones capitalizadas	Obras en proceso	Materiales para Construcción	Activo fuera de uso	Total
Saldos 01/Ene/13	\$1,165,585,771	\$ 10,337,595	\$24,751,069	\$10,815,059	\$1,434,062	\$1,212,923,556
Adquisiciones	23,721,780	-	7,764,676	24,908,150	202,128	56,596,734
Revaluación	302,181,874	-	-	-	-	302,181,874
Bajas	(7,006,388)	(533,666)	-	-	-	(7,540,054)
Deterioro	-	-	-	-	(1,636,190)	(1,636,190)
Capitalización	-	-	(9,687,267)	(25,029,319)	-	(34,896,586)
Disposición	-	-	-	-	-	-
Saldos 31/Dic/13	<u>1,484,483,037</u>	<u>9,803,929</u>	<u>22,648,478</u>	<u>10,693,890</u>	<u>-</u>	<u>1,527,629,434</u>

Depreciación acumulada

Saldos 01/Ene/13	565,028,697	739,728	-	-	-	565,768,425
Saldos Netos 01/Ene/13	600,557,074	9,597,867	24,751,069	10,815,059	1,434,062	647,155,131
Depreciación del periodo	32,574,512	369,864	-	-	-	32,944,376
Depreciación por bajas	(24,507,939)	-	-	-	-	(24,507,939)
Depreciación por revaluación	160,808,062	-	-	-	-	160,808,062
Depreciación Neta	168,874,635	369,864	-	-	-	169,244,499
Saldos 31/Dic/13	733,903,332	1,109,592	-	-	-	735,012,924
Saldos Netos 31/Dic/13	\$750,579,705	\$8,694,337	\$22,648,748	\$10,693,890	-	\$792,616,409

Valor razonable de plantas, instalaciones y equipo en operación

Las plantas, instalaciones y equipo en operación del Organismo se registran a su valor razonable (ver Nota 3.d), que es su valor razonable a la fecha de la revaluación, menos depreciación acumulada y pérdidas por deterioro acumuladas. Las mediciones del valor razonable de las plantas, instalaciones y equipo de operación del Organismo al 31 de diciembre de 2013 se llevaron a cabo por las áreas técnicas de la CFE, mismos que fueron revisados, analizados y evaluados en su metodología por un consultor externo especializado en valuaciones, que cuentan con las calificaciones adecuadas y la experiencia necesaria en la medición del valor razonable en las partidas respectivas.

El valor razonable de las plantas, instalaciones y equipo de operación se determinó conforme al método de costo, el cual establece que el valor de un bien es comparable al costo de reposición, reproducción o reemplazo de un activo nuevo, menos depreciación acumulada hasta lograr un nivel de utilidad o rendimiento, funcionalidad y expectativa de vida remanente, semejante con aquellos parámetros y características del bien que se valúa.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Las plantas, instalaciones y equipo de operación del Organismo se encuentran en el nivel 3 conforme a la jerarquía de valor razonable de la NIIF 13.

Al 31 de diciembre de 2013 esta revaluación ascendió a un monto neto de \$141,320,040, el cual afectó la cuenta de superávit en el patrimonio.

Plantas, instalaciones y equipos en operación - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 31 de Diciembre de 2013 y de 2012, que incluyen los equipos en arrendamiento, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Plantas:		
Vapor	\$ 313,437,156	\$ 275,892,803
Hidroeléctricas	211,527,184	156,228,400
Nucleoeléctrica	135,403,458	62,435,124
Turbogás y ciclo combinado	52,198,923	34,172,680
Geotérmicas	40,023,191	24,357,760
Combustión interna	1,449,679	1,399,401
Instalaciones no convencionales	1,529,719	1,936,850
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	312,987,298	233,376,385
Fibra Óptica	6,214,326	5,704,941
Redes y subestaciones de distribución	374,247,851	317,093,758
Terrenos en proceso de regularización	480,537	561,115
Edificios administrativos y otros	<u>34,655,337</u>	<u>52,098,175</u>
	1,484,154,659	1,165,257,392
Desmantelamiento CN Laguna Verde	<u>328,379</u>	<u>328,379</u>
	1,484,483,038	1,165,585,771
Menos:		
Depreciación acumulada	733,903,333	565,028,697

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Total	\$ <u>750,579,705</u>	\$ <u>600,557,074</u>

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 31 de Diciembre de 2013 y 2012 se integran como sigue:

Planta:	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Vapor	\$ 532,551	\$ 808,508
Hidroeléctricas	5,369,817	4,434,892
Nucleoeléctricas	445,243	388,765
Turbogas y ciclo combinado	598,480	638,143
Geotérmicas	1,449,011	1,168,847
Combustión interna	274,295	192,217
Líneas, redes y subestaciones	11,155,134	14,392,960
Oficinas e instalaciones generales	1,767,685	1,425,730
Anticipos para construcción	<u>1,056,262</u>	<u>1,301,007</u>
Total	\$ <u>22,648,478</u>	\$ <u>24,751,069</u>

Durante el año 2013, las partidas capitalizadas en obras en proceso, de acuerdo con la política descrita en la Nota 3.d ascendieron a \$1,522,239 conformado por \$1,342,843 de gastos administrativos y \$179,396 de depreciación (en el corporativo que se relacionan con la inversión en obras).

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 31 de Diciembre de 2013 y 2012, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones y equipo	\$ 8,469,876	\$ 8,234,429
Materiales en poder de terceros	<u>2,224,014</u>	<u>2,580,630</u>
Total	\$ <u>10,693,890</u>	\$ <u>10,815,059</u>

Refacciones capitalizables - Los saldos de refacciones capitalizables al 31 de Diciembre de 2013 y de 2012, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Refacciones capitalizables	\$ 9,803,929	\$ 10,337,595
Menos		
Depreciación acumulada	<u>1,109,592</u>	<u>739,728</u>
Total	\$ <u>8,694,337</u>	\$ <u>9,597,867</u>

Activos fijos fuera de uso - Al cierre del ejercicio 2013, la CFE determinó efectuar el reconocimiento del deterioro de los activos fuera de uso correspondientes al Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán por el saldo total de \$1,636,190, con lo que el valor neto contable de los activos fuera de uso es igual a cero en el ejercicio 2013 y fue de \$1,434,062 al 31 de Diciembre de 2012.

9. Bienes en comodato

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 que ratificaron 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 para atender a más de 6 millones de clientes; asimismo se acuerda que a partir del 11 de octubre de 2009 los ingresos y los costos de la operación, conservación y mantenimiento de la infraestructura corresponderán a la CFE.

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

Para efectos de identificación y valuación de los bienes objeto del contrato de comodato, el SAE dispuso de los servicios de despachos especializados en la práctica de inventarios físicos valorizados, obteniendo un importe de \$ 106,496,100, mismo que la CFE registró en cuentas de orden desde el cierre de 2011, este importe comprende tanto infraestructura eléctrica como bienes muebles e inmuebles.

Al 31 de diciembre de 2013, el importe total de bienes en comodato asciende a \$104,175,000, que refleja una disminución con relación al ejercicio 2012, principalmente por el reconocimiento del demerito del año.

10. Instrumentos Financieros Derivados

Los saldos al 31 de diciembre de 2013 y 2012 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:

	2013	2012
Con fines de cobertura		
Activo	<u>\$ 9,952,071</u>	<u>\$ 11,008,530</u>
Pasivo	<u>\$ 10,647,961</u>	<u>\$ 12,091,294</u>
Con fines de negociación		
Activo	<u>\$ 4,036,987</u>	<u>\$ 4,860,649</u>
Pasivo	<u>\$ 4,388,176</u>	<u>\$ 4,894,581</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	2013	2012
Total Instrumentos Financieros Derivados		
Activo	\$ <u>13,989,058</u>	\$ <u>15,869,179</u>
Pasivo	\$ <u>15,036,137</u>	\$ <u>16,985,875</u>

- 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 resultado integral de financiamiento; 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 2013)	Moneda nacional (miles de pesos)
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1245	\$ 3,984,000
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	13.0765	\$ <u>3,523,777</u>
Bienes a recibir, neto			\$ <u>460,223</u>

A partir del 17 de marzo de 2003 y hasta el 17 de septiembre de 2032, CFE está obligada a realizar pagos semestrales por la cantidad de 11'344,855.40 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 19 años es de 431'104,505 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 23,286'400,000 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 2013, de 26'856,471 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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Contraparte	Posición primaria	Objeto	Monto del notional	Subyacente	Valor de mercado	Fecha de inicio de cobertura	Fecha de terminación de la cobertura	Tasa / tipo de moneda recibida	Tasa / tipo de moneda pagada	% cubierto
CREDIT SUISSE	\$ 1,301,282	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,236,224	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	8.9950%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 1,606,668	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,526,335	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0700%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 650,644	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 618,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
ING BANK	\$ 2,281,491	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 2,167,417	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0800%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 650,644	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 618,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 174,263	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 165,550	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (0)	5 de abril de 2004	23 de septiembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	8.8500%	95%
ING BANK	\$ 1,000,000	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,000	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (1,238)	21 de noviembre de 2005	21 de mayo de 2014	CETES 182 + 0.65%	9.1900%	85%
ING BANK	\$ 523,513	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 504,486	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (1,567)	2 de enero de 2006	2 de julio de 2014	CETES 182 + 0.65%	8.8500%	85%
ING BANK	\$ 562,363	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 540,825	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (2,878)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
BANCOMER	\$ 510,638	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 510,638	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (2,687)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	100%
ING BANK	\$ 824,254	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,206	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (4,414)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
BANCOMER	\$ 832,688	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 797,703	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (4,025)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7800%	95%
SANTANDER SERFIN	\$ 1,072,512	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,018,623	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (5,327)	17 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8900%	95%
ING BANK	\$ 1,005,343	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,005,343	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (5,314)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.8600%	100%
HSBC	\$ 1,251,622	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,215,305	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (6,132)	24 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7600%	97%
HSBC	\$ 1,038,211	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,038,211	Tasa de interés CETES 91 + 0.79%	\$ (5,218)	1 de marzo de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.79%	8.7395%	100%
BANAMEX	\$ 1,702,516	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,617,320	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (42,521)	7 de diciembre de 2007	26 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 368,287	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (11,236)	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	\$ 1,242,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (22,552)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
BANAMEX	\$ 787,022	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 787,022	Tasa de interés CETES 91 + 0.45%	\$ (23,515)	24 de abril de 2008	11 de enero de 2018	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	100%
J.P. MORGAN	\$ 627,228	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 523,232	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (6,020)	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%	\$ (5,063)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	6.0700%	85%
CREDIT AGRICOLE	\$ 520,622	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 502,022	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (5,220)	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%	\$ (3,221)	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%	\$ (3,578)	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%	\$ (3,132)	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%	\$ (3,487)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	97%
CREDIT	\$ 525,023	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 532,452	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ (0)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9650%	89%

AGRICOLE	tasa fija	0.45%	(3,894)	2012					
HSBC	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 5,324,330	\$ (3,672)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	96%
BANCOMER	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 5,296,82	\$ (3,391)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9800%	91%
BANAMEX	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 5,292,64	\$ (3,729)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9750%	92%
GOLDMAN SACHS	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 0.45%	\$ 5,272,53	\$ (3,596)	30 de marzo de 2012	10 de julio de 2020	TIIE 28 + 0.45%	5.9850%	94%
CREDIT AGRICOLE	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,748,84	\$ 322	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8180%	80%
BANAMEX	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,672,85	\$ 508	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8100%	80%
SANTANDER	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,602,74	\$ 588	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8290%	80%
HSBC	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	Tasa de interés TIIE 28 + 1.59%	\$ 3,488,56	\$ 452	2 de julio de 2012	29 de junio de 2020	TIIE 28 + 1.59%	6.8300%	80%

Contraparte	Posición primaria	Objeto	Monto del notional	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
CREDIT SUISSE	USD 16,788	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 12,005	Tipo de cambio USD /Peso Mexicano	\$ 6,312	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	\$ 4,071	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	\$ 86,042	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	\$ 18,967	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	USD 186,667	Tipo de cambio USD Tasa LIBOR	\$ (108,126)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa	Pesos a Tasa Fija	93%
DEUTSCHE BANK	USD 200,000	a Pesos con Tasa Fija Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR	USD 186,667	/ Peso Mexicano Tasa Fija Tipo de cambio USD Tasa LIBOR	\$ (124,924)	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	LIBOR Dólares americanos a Tasa	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	USD 105,450	a Pesos con Tasa Fija Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR	USD 96,662	/ Peso Mexicano Tasa Fija Tipo de cambio USD Tasa LIBOR	\$ (111,629)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	LIBOR Dólares americanos a Tasa	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 105,450	a Pesos con Tasa Fija Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR	USD 96,662	/ Peso Mexicano Tasa Fija Tipo de cambio USD Tasa LIBOR	\$ (116,998)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	LIBOR Dólares americanos a Tasa	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	USD 255,000	a Pesos con Tasa Fija Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR	USD 233,750	/ Peso Mexicano Tasa Fija Tipo de cambio USD Tasa LIBOR	\$ (224,611)	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	LIBOR Dólares americanos a Tasa	Pesos a Tasa Fija	92%
		a Pesos con Tasa Fija		/ Peso Mexicano Tasa Fija				LIBOR		

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 NIF, 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 0.0765 %, es decir \$4,311 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2013.

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 0.0765 %, es decir \$7,724 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2013.

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 la tasa de interés provoca un cambio aproximado en el valor de mercado en un 0.1730%, es decir \$894 (miles de pesos) para el 31 de diciembre de 2013.

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 2013 asciende a \$724,746 (miles de pesos) que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$833,802 en contra de CFE, incluidos en el valor del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$109,056 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 IFRS's, 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 IFRS´s por concepto de riesgos de crédito, Comisión Federal de Electricidad aplica 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 toman 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, está 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:

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

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.

Políticas.

Esta mecánica se aprobó por el Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR) como política 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 2013
Credit Suisse	10,383	10,355	28
Colaterales Recibidos			0
Total Costo (miles de pesos)			28

Jerarquía del Valor Razonable o Mark to Market

Para incrementar la consistencia y comparabilidad de las medidas de valor justo y sus revelaciones, las IFRS’s 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 2013 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.

- 1.- Futuros, forwards y swaps
- 2.- Adquisición de opciones de compra
- 3.- Adquisición de opciones de venta

- 4.- Adquisición de collares o túneles
- 5.- 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) Principales condiciones o términos 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 2013, CFE no tiene depósitos en garantía o llamadas de margen.

9) Colaterales y Líneas de Crédito.

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

CFE cuenta con el Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR). Cuando dicho Comité está en pleno y junto con los representantes de la SHCP y BANXICO, quienes forman parte del CDIGR podrá autorizar a CFE:

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

El CDIGR tendrá la facultad de modificar, reducir, o ampliar los Lineamientos de Operación de la Gestión de Riesgos Financieros de la CFE, en cuyo caso deberá informarlo ante la H. Junta de Gobierno para obtener su autorización.

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

El Comité Delegado Interinstitucional de Gestión de Riesgos Financieros Asociados a la Posición Financiera y al Precio de los Combustibles Fósiles (CDIGR) revisa los puntos mencionados anteriormente y se aprueban los Lineamientos de Operación de la Gestión de Riesgos.

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.

11. Deuda Documentada

Los saldos de la deuda documentada al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se integran como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Deuda externa	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2013		2012	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.0765 a diciembre de 2013 y de \$13.0101 a diciembre 2012.	Bilateral	Fija y variable – 1.45%	Varios hasta 2023	\$ 3,576,675	273,519	\$ 4,400,056	338,203
	Bonos	Fija y variable - 5.12%	Varios hasta 2042	41,785,955	3,195,500	25,421,736	1,954,000
	Revolventes	Fija y variable – 1.98%	Varios hasta 2017	2,354,449	180,052	1,531,337	117,704
	Sindicado	Fija y Variable – 0 %	Hasta 2018	0	0	16,262,625	1,250,000
Suman dólares americanos				47,717,079	3,649,071	47,615,754	3,659,907
En euros: al tipo de cambio por euro de \$ 18.0194 a diciembre de 2013 y de \$ 17.1968 a diciembre de 2012	Bilateral	Fija y variable – 1.34%	Varios hasta 2024	268,486	14,900	444,229	25,832
	Revolventes	Fija -3.75%	Varios hasta 2017	63,712	3,536	90,954	5,289
Suma euros				332,198	18,436	535,183	31,121
En francos suizos: al tipo de cambio por franco suizo de \$ 14.7056 a diciembre de 2013 y de \$14.2454 a diciembre de 2012	Bilateral	Variable - 1.21%	Varios hasta 2015	128,525	8,740	396,293	27,819
	Revolventes	Fija - 1.12%	Varios hasta 2018	777,965	52,902	710,296	49,862
Suman francos suizos				906,490	61,642	1,106,589	77,681
En coronas suecas: al tipo de cambio por corona sueca de \$ 2.0342 a diciembre de 2013 y de \$ 2.0007 a diciembre de 2012	Bilateral	Fija -3.26%	Varios hasta 2015	15,506	7,623	22,876	11,434
Suman coronas suecas				15,506	7,623	22,876	11,434
En yenes japoneses: al tipo de cambio por yen japonés de \$ 0.0145 a diciembre de 2013 y \$ 0.1507 para diciembre de 2012	Bilateral	Fija y Variable-1.85%	Varios hasta 2020	590,349	4,741,767	897,543	5,955,827
Bono		Fija -3.83%	2032	3,984,000	32,000,000	4,822,400	32,000,000
Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota 10)				(460,223)		(1,316,516)	
Suman yenes japoneses				4,114,126	36,741,767	4,403,427	37,955,827
Total deuda externa				\$53,085,399		\$ 53,683,829	

Deuda interna	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2013		2012	
				Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda Extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.0765 a diciembre de 2013 y de \$ 13.0101 para diciembre de 2012	Multilaterales	Costo empréstitos anual BID	Varios hasta 2013	-	-	15,365	1,181
Suman dólares americanos				<u>\$ -</u>	<u>-</u>	<u>\$ 15,365</u>	<u>1,181</u>
Moneda nacional	Bancarios	Variable - 5.46%	Varios hasta 2023	\$ 41,133,333		\$ 37,000,000	
	Bursátil	Fija y variable - 0%	Varios hasta 2020	51,000,000		29,000,000	
Suman pesos mexicanos				<u>92,133,333</u>		<u>66,000,000</u>	
Total deuda interna				<u>\$ 92,133,333</u>		<u>\$ 66,015,365</u>	
Resumen							
Total deuda externa				\$ 53,085,399		\$ 53,683,829	
Total deuda interna				92,133,333		66,015,365	
Total deuda documentada				<u>\$145,218,732</u>		<u>\$119,699,194</u>	
Total a corto plazo				\$ 32,540,555		\$ 15,047,525	
Total a largo plazo				112,678,177		104,651,669	
Total del corto y largo plazo				<u>\$145,218,732</u>		<u>\$119,699,194</u>	

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

a. El pasivo a corto y largo plazo de la deuda documentada, vence como sigue:

Corto Plazo	<u>\$ 32,540,555</u>
Largo Plazo	
2015	9,830,080
2016	10,503,964
2017	2,636,771
2018	18,678,093
2019	302,573
2020	16,799,680
2021	13,305,992
2022	134,049
2023	9,364,937
2024-2042	<u>31,122,038</u>
Total Largo Plazo	<u>\$ 112,678,177</u>
Suman Corto y Largo Plazo	<u>\$ 145,218,732</u>

b. Deuda documentada

En Noviembre de 2013 se obtuvo un crédito bancario por \$3,000 millones de pesos con HSBC a una tasa de TIEE 28 menos 0.75; y se colocaron 2 emisiones Bursátiles a través de Indeval que en su conjunto sumaron \$10,000 millones de pesos. Una por \$3,250 millones de pesos a una tasa de TIEE menos 0.15 y otra por \$6,750 millones de pesos a una tasa fija de 7.77%.

En septiembre de 2013 se negoció una postergación en el pago de un crédito por 1,250 millones de dólares, de septiembre de 2013 a junio de 2018, con esto se registró un aumento en el largo plazo y una disminución en el corto plazo por la misma cantidad.

El 28 de junio de 2013, se efectuó una emisión de certificados bursátiles mediante crédito directo para financiar necesidades generales de tesorería por un total de \$12,000 millones de pesos nominales. Esta emisión se colocó en un sólo tramo a plazo de 11 años y a una tasa TIIE 28 menos 0.15, con la institución financiera Indeval S.A. de C.V.

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 prepagar 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.

12. Pasivo Pidiregas

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012 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 2013 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)	
			Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
			<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>
<u>Deuda externa</u>						
479.71 millones de dólares	2013				82,505	6,342
1,133.42 millones de dólares	2014	\$	1,218,680	93,196	\$ 1,691,961	130,050
355.71 millones de dólares	2015		328,630	25,131	419,405	32,237
585.22 millones de dólares	2016				414,471	31,858
56.00 Millones de dólares	2017					
384.19 millones de dólares	2018		337,155	25,783	67,238	5,168
701.22 millones de dólares	2019		216,290	16,540	189,951	14,600
259.36 millones de dólares	2020		357,005	27,301	355,193	27,301
491.64 millones de dólares	2029		357,161	27,313	355,347	27,313

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)	
		Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
		<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>	<u>Corto plazo</u>
<u>Valor del crédito</u>					
<u>Deuda externa</u>					
664.98 millones de dólares	2032	641,975	49,094	275,814	21,200
607.39 millones de dólares	2036	266,281	20,363	264,929	20,363
Suma deuda externa		<u>\$ 3,723,177</u>	<u>284,721</u>	<u>\$ 4,116,814</u>	<u>316,432</u>

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2013 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2012 (Miles)	
		Moneda nacional		Moneda nacional	
			Corto plazo		Corto plazo
4,693.87 millones de pesos	2013			\$	469,234
1,050,831 millones de pesos	2014	\$	70,491		560,807
1,388.77 millones de pesos	2015		141,881		577,238
6,771.70 millones de pesos	2016		1,208,396		1,022,583
2,265.65 millones de pesos	2017		234,620		639,792
29,091.45 millones de pesos	2018		2,167,513		623,027
13,336.78 millones de pesos	2019		1,444,197		1,431,105
9,294.17 millones de pesos	2020		962,949		1,153,387
1,244.72 millones de pesos	2021		132,076		934,145
15,336.68 millones de pesos	2022		1,537,311		1,118,906
5,579.81 millones de pesos	2023		575,230		
3,099.66 millones de pesos	2024		217,518		209,602
5,131.79 Millones de pesos	2032		514,794		
2,491.18 millones de pesos	2036		83,664		83,664
15,261.71 millones de pesos	2042		639,081		445,376
Suma deuda interna			<u>9,929,721</u>		<u>9,268,866</u>
Total			<u>\$ 13,652,898</u>		<u>\$ 13,385,680</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

a) El pasivo real (corto plazo) y el pasivo contingente (largo plazo) por contratos de PIDIREGAS vencen como sigue:

Año que termina el 31 de diciembre de 2013:

	PIDIREGAS
Pasivo real	\$13,652,898
Pasivo Contingente	
2015	\$11,817,232
2016	11,520,107
2017	8,502,346
2018	11,929,737
2019	7,014,111
2020	5,112,995
Años posteriores	<u>25,952,768</u>
Total Pasivo Contingente	<u><u>\$81,849,296</u></u>

b) Al 31 de diciembre de 2013 los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$ 101,341,723
menos:	
Intereses no devengados	<u>(33,145,325)</u>
Valor presente de las obligaciones	68,196,398
menos:	
Porción circulante de las obligaciones	<u>13,652,898</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	<u><u>\$ 81,849,296</u></u>

- c) 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.

Durante el ejercicio de 2003 se llevaron a cabo las primeras emisiones de CEBURES, con tres tramos por un monto acumulado de \$ 6,000 millones de pesos nominales. Los dos primeros tramos fueron por un importe de \$ 2,600 millones de pesos nominales cada uno y se llevaron a cabo el 6 de octubre y el 7 de noviembre de 2003, respectivamente. El tercer tramo se realizó el 11 de diciembre de 2003 con importe de \$ 800 millones de pesos nominales.

El cuarto tramo de esta emisión se emitió el 5 de marzo de 2004 por \$ 665 millones de pesos nominales.

El plazo de vigencia de todas estas operaciones es de 10 años aproximadamente, a una tasa de interés de Certificados de la Tesorería de la Federación ("Cetes") a 182 días más 0.85 puntos porcentuales.

Para los cuatro tramos arriba indicados, la amortización del principal será aproximadamente cada 182 días y el cálculo de los intereses incluirá una protección contra la inflación (piso de inflación), es decir, que para cada período de interés que en su caso corresponda, la tasa se ajustará como resultado de la comparación del aumento porcentual en el valor de la unidad de inversión ("UDI") durante el período de intereses de que se trate, con la tasa de interés bruto anual pagadera respecto de los CEBURES por dicho período de intereses.

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 más 0.79 puntos porcentuales.

Al 31 de diciembre de 2005, de los \$ 7,700,000 emitidos en ese año, sólo se habían desembolsado \$ 6,112,196, para el pago de deuda financiada "PIDIREGAS", quedando un saldo por disponer de \$ 1,587,804. Este saldo fue dispuesto en su totalidad durante 2006.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

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 más 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 más 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 \$1,000.0 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 más 0.345% anual, el 8 de junio otra emisión también por \$1,750 millones de pesos nominales, con una tasa de interés de Cetes más 0.25% anual, el 17 de agosto de 2007, la emisión fue por \$1,750.0 millones de pesos a Cetes 182 días más 0.25% y por último el 23 noviembre de 2007 por \$1,200.0 millones de pesos a un costo de Cetes 182 días más 0.30%.

Durante 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.

Durante 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 \$1,700.0 millones, ambas a una tasa de CETES a 91 días más 0.45%.

En el período anual 2008, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de 4,827.3 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 \$2,594.6 millones de pesos nominales y la segunda el 7 de agosto de 2009 por \$1,466.7 millones de pesos, ambas a una tasa fija de 8.85% anual.

Durante el ejercicio anual 2009, se desembolsaron de los Fideicomisos un total de \$4,618.3 millones de pesos y 676.2 millones de UDIS para el financiamiento de los diversos pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

Durante 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 más 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 más 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”.

En el último trimestre de 2013 no hubo emisiones ni disposiciones de CEBURES, por lo cual el saldo de 8,821 miles se compone por un saldo por disponer que quedo pendiente por aplicar al proyecto de “La Yesca”.

13. Impuestos y derechos por pagar

Los impuestos y derechos por pagar al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se integran como sigue:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
A cargo de CFE:		
Impuesto Sobre la Renta (ISR) sobre remanente distribuible	\$ 1,574,530	\$ 1,559,813
ISR por cuenta de terceros	242,999	251,064
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social (incluye Seguro de Retiro)	620,068	599,980
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	363,448	327,643
Impuesto sobre nóminas	39,334	31,378
Aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores	<u>11,023</u>	<u>12,505</u>
Subtotal	2,851,404	2,782,383
 Retenidos por CFE:		
ISR retenido a los empleados	524,000	469,340
Impuesto al valor agregado retenido	123,672	121,368
ISR intereses en el extranjero	4,800	7,348
ISR a residentes en el extranjero	806	4,492
Cinco al millar a contratistas	24,738	70,983
ISR por honorarios y arrendamientos	8,930	8,658
Dos al millar a contratistas	1,535	13,822
Otros	<u>114</u>	<u>85</u>
Subtotal	<u>688,594</u>	<u>696,096</u>
Total	<u>\$ 3,539,998</u>	<u>\$ 3,478,479</u>

14. Productos por Realizar

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, 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>2013</u>	<u>2012</u>
Aportaciones Gobierno	\$ 1,447,646	\$ 1,888,980
Aportaciones de particulares	16,993,870	11,479,712
Aportaciones otros	<u>1,097,096</u>	<u>667,637</u>
	<u>19,538,612</u>	<u>14,036,329</u>
Productos por energía eléctrica y otros relacionados	11,738	11,889
Productos por realizar fibra óptica	<u>909,505</u>	<u>953,337</u>
	<u>\$ 20,459,855</u>	<u>\$ 15,001,555</u>

15. Otros pasivos a largo plazo

En el ejercicio 2010, la entidad 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 una provisión por un monto de 809.6 millones de dólares americanos, la cual 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. La provisión de otros pasivos incluye principalmente, el pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde al 31 de diciembre de 2013 a valor presente asciende a \$3,563,166.

16. Beneficios a los empleados

Al 31 de diciembre de 2013 el Organismo preparó sus estados financieros para ser utilizados en la formulación e integración de la cuenta de Hacienda Pública Federal. Con objeto de cumplir con las disposiciones que marca la Circular Técnica NIFGG 05 "Obligaciones laborales" de las NIFG emitida por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e Informes sobre la Gestión Pública, en el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013.

Aun cuando para las NIFG es de aplicación obligatoria la normatividad establecida en la NIF D-3 "Beneficios a los empleados" en cuanto a la cuantificación y registro del monto de estos pasivos y la divulgación en notas a los estados financieros de las reglas del reconocimiento y revelación, siempre y cuando, no implique la determinación de un resultado del ejercicio de naturaleza desfavorable.

Al 31 de diciembre de 2013 el costo laboral del año registrado por el Organismo ascendió a \$23,267,799 (\$19,874,201 en 2012) que corresponde al presupuesto de pensiones y jubilaciones y, el pasivo laboral ascendió a \$258,642,761 (\$260,339,177 en 2012).

Se tiene constituida una reserva con la finalidad de hacer frente al pago de los beneficios de los planes cuando éstos sean exigibles (activos del plan). Por el período terminado el 31 de diciembre de 2013, la entidad tiene una inversión de dicha reserva para plan de terminación laboral y de retiro por \$4,940,000.

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 al Organismo 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 integración y CFE aporta una vez y media lo que aporte el trabajador (7.5%), dando un total de 12.5%.
- Las aportaciones se incrementarán en la misma proporción hasta llegar a un total del 16.7% en un plazo de 10 años, correspondiéndole 6.7% al trabajador y el 10% a CFE.
- 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, para obtener su jubilación, 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.

17. Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias

- De acuerdo al estudio realizado al 31 de diciembre de 2013, existe una provisión por \$3,726,825. El estudio para crear la provisión por litigios laborales consideró la tendencia de los juicios resueltos en los últimos cinco años.
- El Organismo tiene juicios y procedimientos administrativos en trámite al 31 de diciembre de 2013, y cuyos efectos económicos son diversos. Los importes contingentes reclamados al Organismo susceptibles de materializarse no son determinables, ya que los juicios se encuentran en proceso, por lo que el área jurídica responsable considera que la evaluación de la posibilidad de un resultado desfavorable no es posible de establecer, así como tampoco su cuantificación económica.

18. Patrimonio

La actualización del patrimonio se distribuye entre cada uno de sus distintos componentes, según se muestra a continuación:

	2013		2012	
	Valor nominal	Actualización	Total	Total
Patrimonio acumulado	\$ 85,492,563	\$ 239,243,076	\$ 324,735,639	\$ 330,294,679
Superávit por revaluación		141,320,040	141,320,040	
Entero del aprovechamiento Ley de Ingresos de la Federación del Gobierno Federal	(30,600,000)		(30,600,000)	(24,757,200)
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal	23,126,100		23,126,100	15,000,000

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	2013		2012
	Valor nominal	Actualización	Total
Efecto de los Instrumentos financieros en el patrimonio	(640,887)		(1,603,750)
Resultado neto del período	(8,680,487)		5,801,910
	\$ <u>68,697,289</u>	\$ <u>380,563,116</u>	\$ <u>449,260,405</u>
			\$ <u>324,735,639</u>

19. Otros (gastos) ingresos, neto

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, otros (gastos) ingresos netos, se integran como sigue:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Otros ingresos	7,955,348	7,889,433
Otros gastos	(3,138,984)	(4,171,530)
Productores externos de energía eléctrica, neto	<u>382,287</u>	<u>71,125</u>
Total	<u>5,198,651</u>	<u>3,789,028</u>

20. Impuesto sobre la renta (ISR) sobre el remanente distribuible

De acuerdo a lo establecido en la Ley del ISR, vigente hasta el 31 de diciembre del 2013, el Organismo no tributa conforme al Régimen General (Título II), sin embargo, debe retener y enterar el impuesto, así como exigir la documentación que reúna requisitos fiscales, cuando haga pagos a terceros y estén obligados a ello en términos de la Ley, y conforme al Título III está obligado al pago de un impuesto por el remanente distribuible de las partidas que no reúnan dichos requisitos fiscales con fundamento en el Artículo 95 último párrafo de la Ley del ISR.

Durante los períodos terminado al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se causó ISR sobre el remanente distribuible por \$ 1,580,509 y \$ 1,579,611 respectivamente, mismos que fueron determinados con fundamento en los Artículos 95 último párrafo y 102 de la Ley del ISR, vigente hasta el 31 de diciembre del 2013.

El Organismo no es contribuyente del IETU de acuerdo a lo establecido en la Fracción I del Artículo 4 de la Ley del IETU. Dicha Ley quedó abrogada a partir del 1 de enero de 2014.

Efectos de la Reforma Fiscal 2014

La Reforma Fiscal 2014 aboga la Ley del Impuesto Sobre la Renta (LISR) vigente hasta el 31 de diciembre de 2013 y establece una nueva LISR con vigencia a partir del 1° de enero de 2014. Esta nueva Ley elimina o limita una serie de deducciones que eran permitidas con la ley que fue abrogada, en materia de inversiones, donaciones, pagos a partes relacionadas y pagos a los trabajadores, entre otras, así como la eliminación de diversos estímulos y opciones para la determinación del impuesto, así como el régimen de consolidación fiscal y establece que la tasa del impuesto será del 30%. La entrada en vigor de la nueva Ley no constituye un cambio de régimen para el Organismo, ya que se mantiene como un no contribuyente.

21. Transacciones celebradas con el Gobierno Federal

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los años terminados el 31 de diciembre de 2013 y 2012, fueron las siguientes:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Insuficiencia Tarifaria	57,286,783	47,625,807
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>46,012,501</u>	<u>44,779,134</u>
Resultado neto de la insuficiencia y Aprovechamiento	11,274,282	2,846,673
Menos: Cancelación insuficiencia no cubierta por el aprovechamiento	<u>11,274,282</u>	<u>2,846,673</u>
	<u>-</u>	<u>-</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

El monto del aprovechamiento del ejercicio 2013 y 2012 fue calculado con base al Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en el que se precisa el concepto de “activo fijo neto en operación”.

22. Posición en moneda extranjera

Al 31 de diciembre de 2013 y 2012, la CFE tenía activos y pasivos en moneda extranjera como sigue:

	2013					
	Activos Efectivo y equivalentes en efectivo	Pasivos				
	Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda extranjera	
Dólares americanos	24,007	33,060	-	3,918,545	284,723	4,212,321
Euros	-	-	-	18,436	-	18,436
Yenes japoneses	39,795	-	-	36,741,767	-	36,701,972
Franco suizos	-	-	-	61,642	-	61,642
Coronas suecas	-	-	-	7,623	-	7,623

	2012					
	Activos	Pasivos				
	Efectivo y equivalentes en efectivo	Proveedores	Deuda interna	Deuda externa	Arrendamiento de equipo y pidiregas	Posición corta en moneda extranjera
Dólares americanos	1,690	68,826	1,181	3,659,907	256,536	3,984,760
Euros	-	-	-	31,121	-	31,121
Yenes japoneses	5,410,738	-	-	37,955,827	-	32,545,089
Franco suizo	-	-	-	77,682	-	77,682
Coronas suecas	-	-	-	11,434	-	11,434

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

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Estos activos y pasivos en moneda extranjera se convirtieron en moneda nacional al tipo de cambio establecido por la Unidad de Contabilidad Gubernamental e informes sobre la Gestión Pública, dependiente de la SHCP, conforme a la circular denominada "Tipos de cambio de Divisas Extranjeras para cierres contables", al 31 de diciembre de 2013, como sigue:

Moneda	2013	2012
Dólares estadounidenses	\$ 13.0765	\$ 13.0101
Euros	18.0194	17.1968
Yenes japoneses	0.1245	0.1507
Francos suizos	14.7058	14.2451
Corona Sueca	13.0765	2.0007

23. Compromisos

a) Contratos formalizados con productores independientes de energía

Al 31 de diciembre de 2013 se cuenta con 25 contratos con inversionistas privados en operación comercial, denominados productores independientes de energía, donde en 22 de ellos 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. Al mismo tiempo se encuentran en operación comercial 3 contratos con inversionistas privados eólicos, en donde a diferencia de los otros contratos, se le establece a la CFE la obligación de pagar sólo por la energía eólica generada y entregada, por lo que no se consideran para los pagos futuros.

Dichos contratos contienen una cláusula de contingencia, mediante la cual CFE se compromete a pagar al inversionista el valor de sus activos a la fecha en que se diera alguno de los riesgos inherentes de incumplimiento establecidos en la cláusula destinada para este fin en cada uno de los contratos suscritos y conforme a la metodología de cálculo que en el mismo contrato se establece.

Riesgos inherentes de incumplimiento del productor independiente de energía:

- Obtención de financiamiento y variaciones en los costos del proyecto.
- Cumplimiento de eventos críticos.
- Penas convencionales por incumplimiento en la capacidad neta garantizada.
- Incumplimiento en las garantías operativas.
- Riesgos de operación de la central.

- Entre otros.

Conforme a lo indicado anteriormente, la información básica de las plantas de generación contratadas en estas condiciones, que originarán pagos futuros variables principalmente por concepto de compra de energía y capacidad de generación de energía eléctrica, es la siguiente:

<u>Central</u>	<u>Vigencia del contrato años</u>	<u>Capacidad de generación (en MW)</u>	<u>Fechas de entrada en operación comercial</u>
CT Mérida III	25.5	484.0	9 de junio de 2000 Fase I y 14 de octubre de 2000 Fase II
CC Río Bravo II (Anáhuac)	25.0	495.0	18 enero de 2002
CC Hermosillo	25.0	250.0	1 de octubre de 2001
CC Saltillo	25.0	247.5	19 de noviembre de 2001
CC Bajío (El Sauz)	25.0	495.0	9 de marzo de 2002
CC Tuxpan II	25.0	495.0	15 de diciembre de 2001
CC Monterrey III	25.0	449.0	27 de marzo de 2002
CC Altamira II	25.0	495.0	1° de mayo de 2002
CC Campeche	25.0	252.4	28 de mayo de 2003
CC Naco – Nogales	25.0	258.0	4 de octubre de 2003
CC Mexicali	25.0	489.0	20 de julio de 2003

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

<u>Central</u>	<u>Vigencia del contrato años</u>	<u>Capacidad de generación (en MW)</u>	<u>Fechas de entrada en operación comercial</u>
CC Chihuahua III	25.0	259.0	9 de septiembre de 2003
CC Tuxpan III y IV	25.0	983.0	23 de mayo de 2003
CC Altamira III y IV	25.0	1,036.0	24 de diciembre de 2003
CC Río Bravo III	25.0	495.0	1° de abril de 2004
CC Río Bravo IV	25.0	500.0	1° de abril de 2005
CC La Laguna II	25.0	498.0	15 de marzo de 2005
CC Altamira V	25.0	1,121.0	22 de octubre de 2006
CC Tuxpan V	25.0	495.0	1° de septiembre de 2006
CC Valladolid III	25.0	525.0	27 de junio de 2006
CC Tamazunchale	25.0	1,135.0	21 de junio de 2007
CC Norte Durango	25.0	450.0	7 de agosto del 2010
CC Oaxaca II	20.0	102.0	6 de febrero del 2012
CC Oaxaca III	20.0	102.0	30 de enero del 2012
CC Oaxaca IV	20.0	102.0	5 de marzo del 2012

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.

b) Contratos con terceros

Conforme a lo indicado anteriormente, a continuación se señalan los pagos futuros de proyectos en operación, así como la contingencia real proyectos en operación y en construcción:

Compromisos de pagos futuros de proyectos en operación	<u>(Cifras en millones de pesos)</u>	
	<u>2013</u>	<u>2012</u>
CC Altamira II	\$ 1,519	\$ 1,519
CC Bajío	543	543
CC Campeche	3,549	3,549
CC Hermosillo	3,194	3,194
CC Mérida III	3,935	3,935
CC Monterrey III	3,099	3,099
CC Naco – Nogales	4,033	4,033
CC Río Bravo II	7,529	7,529
CC Mexicali	3,373	3,373
CC Saltillo	5,039	5,039
CC Tuxpan II	4,563	4,563
CC Chihuahua III	4,433	4,433
CC Tuxpan III y IV	16,606	16,606
CC Altamira III y IV	21,028	21,028
CC Río Bravo III	7,039	7,039
CC La Laguna II	11,601	11,601
CC Río Bravo IV	7,354	7,354
CC Valladolid III	7,399	7,399
CC Tuxpan V	7,141	7,141
CC Altamira V	21,321	21,321
CC Tamazunchale	16,676	16,676

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	(Cifras en millones de pesos)	
Compromisos de pagos futuros de proyectos en operación	<u>2013</u>	<u>2012</u>
CC Norte Durango	16,569	16,570
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	(1,884)	(1,685)
Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	<u>1,256</u>	<u>1,331</u>
Total	\$ <u>176,917</u>	\$ <u>177,192</u>

	(Cifras en millones de pesos)	
Monto de la contingencia real de Proyectos en operación	<u>2013</u>	<u>2012</u>
CC Altamira II	\$ 429	\$ 660
CC Bajío (El Saúz)	174	182
CC Campeche	1,175	1,256
CC Hermosillo	1,284	1,389
CC Mérida III	914	1,020
CC Monterrey III	1,505	1,759
CC Naco – Nogales	1,636	1,670
CC Río Bravo II	2,752	2,842
CC Mexicali	1,199	1,511
CC Saltillo	1,832	1,923
CC Tuxpan II	2,112	2,423
CC Chihuahua III	1,663	6,824
CC Tuxpan III y IV	5,653	1,734
CC Altamira III y IV	6,800	4,131
CC Río Bravo III	2,390	2,575
CC La Laguna II	4,047	5,798

	(Cifras en millones de pesos)	
	2013	2012
Compromisos de pagos futuros de proyectos en operación		
CC Río Bravo IV	2,995	5,715
CC Valladolid III	2,624	5,467
CC Tuxpan V	2,977	3,133
CC Altamira V	5,609	3,123
CC Tamazunchale	5,240	2,744
CC Norte Durango	5,455	5,427
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	256	421
Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles	887	583
Total	61,612	64,311
Monto de contingencia real de proyectos en construcción:		
CC Norte II	7,037	5,659
 Total contingencia real de Proyectos en Operación y Construcción	 \$ <u>68,650</u>	 \$ <u>69,970</u>

De acuerdo con lo anterior, al 31 de diciembre de 2013 la CFE tiene un compromiso del orden de \$ 176,917 millones de pesos, equivalente a 13,529 millones de dólares americanos, mismo que considera el cargo fijo por capacidad que se encuentra en operación, el cual está relacionado con el servicio y amortización de la deuda adquirida por el productor, reflejando los pagos que la CFE tendrá que hacer al productor externo por tener capacidad de generación eléctrica disponible para este Organismo. Existen compromisos adicionales para CFE, en caso de que ocurriera alguna situación fortuita o de fuerza mayor y eventos de incumplimiento resaltando que para el cálculo de los montos asumen ciertas consideraciones contractuales que dependen de las causas de terminación del contrato, con un monto a la fecha antes citada en cuentas de orden por \$ 68,650 millones de pesos equivalente a 5,249 millones de dólares americanos a Contratos formalizados con productores independientes de energía.

c) Otros contratos con productores independientes de energía.

Se encuentran en operación comercial 3 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

d) 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 no cumplen con lo establecido en las NIF.

e) 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 GNL y/o de gas natural continental, con el proveedor SEMPRA LNG Marketing México, S. de R. L. de C. V.

Durante el ejercicio de 2013 se tuvo un consumo de 40866 MMPC, coincidente con lo programado.

2.- Contrato de Prestación de Servicios de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de Gas Natural Licuado y entregas de Gas Natural a la Comisión para la Zona de Manzanillo, Colima, México, 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, Sam Investment Manzanillo B.

Durante el ejercicio de 2013 se tuvo un consumo de 93,018 MMPC, coincidente con lo programado.

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 México, con el proveedor Gas del Litoral, S. de R. L. de C. V.

Durante el ejercicio de 2013 se tuvo un consumo de 129,135 MMPC, teniendo una cantidad programada de 188,292 MMPC.

Lo anterior derivado de algunos eventos de Fuerza Mayor, así como retrasos y cancelaciones de buques, Gas del Litoral ha estado incurriendo en déficit de entrega de gas en promedio de 5,100,000 MMBtu/Mes (4,850 MMPC/ Mes), por lo que los consumos no coinciden con lo programable.

f) Contratos de Obra Pública Financiada

Al 31 de diciembre de 2013 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 al Organismo 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:

Líneas de transmisión y subestaciones:

Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Km-c	MVA	Dólares americanos	Pesos	
SE 1421 Distribución Sur F1 C2	8.9	50.0	10,400	135,996	Septiembre 2013
SE 1322 Distribución Centro F2	47.5	20.0	8,400	109,843	Diciembre 2013
SLT 1601 T y T Noroeste-Norte F2 C2	130.6		18,000	235,377	Diciembre 2013
SLT 1111 T y T Central Occidental F2	36.9	300.0	20,000	261,530	Enero 2014
SLT 1521 Distribución Sur F1	30	6.4	4,900	64,075	Enero 2014
SE 1110 Compensación Capacitiva del Norte F1 C2			16,400	214,455	Enero 2014
SLT 1203 T y T Oriental Sureste F2	42.6	30.0	8,900	116,381	Enero 2014
SLT 1404 Subestaciones del Oriente	48.6	325.0	16,700	218,378	Febrero 2014

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Proyecto	Capacidad		Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Km-c	MVA	Dólares americanos	Pesos	
SLT 1405 Subest. Y Líneas de Transmisión de las Áreas Sureste C2	64	300.0	31,600	413,217	Febrero 2014
SLT 1114 T y T del Oriental F1 C3	183.2	1000.0	82,000	1,072,273	Marzo 2014
SLT 1201 T y T Baja California F4	3	40.0	7,200	94,151	Marzo 2014
SE 1321 Distribución Noreste F6	49		13,700	179,148	Marzo 2014
SLT 1704 Inter.Sistemas Aislados Guerrero Negro - Santa Rosalía	136.9		18,600	243,223	Marzo 2014
SE 1620 Distribución Valle de México F1	16.1	780.0	96,600	1,263,190	Abril 2014
SLT 1702 T y T Baja -Norte F1	119.8	200.0	21,700	283,760	Abril 2014
SLT 1112 T y T Noroeste F2	201		53,900	704,823	Mayo 2014
SE 1122 Golfo Norte (Dist) F2	19.5	30.0	8,100	105,920	Junio 2014
SE 1321 Distribución Noreste F2	29.9	30.0	11,000	143,842	Julio 2014
SE 1421 Distribución Sur F3	3	40.0	9,600	125,534	Julio 2014
SLT 1702 T y T Baja -Norte F2	44.4	300	24,500	320,374	Julio 2014
SE 1801 Subestaciones Baja Noroeste F1		30	3,300	43,152	Agosto 2014
SLT 1621 Distribución Norte -Sur F1		140	8,700	113,766	Octubre 2014
SLT 1703 Conversión a 400 kv de la Riviera Maya	15.2	1000	65,700	859,126	Noviembre 2014
SLT 1604 Ayotla Chalco	9.9	133.3	23,300	304,682	Febrero 2014

Centrales:

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de			Etapa de Operación
	Capacidad MVA	Dólares americanos	Pesos	
CC Agua Prieta	394.1	251.7	3,291.36	Abril 2013
Campo Solar al Proyecto 171 CC Agua Prieta II	14.0	46.2	604.13	Abril 2013
CH La Yesca C2	750.0	1,304.0	17,051.76	Julio 2013
CCI Guerrero Negro III	11.0	25.3	330.84	Septiembre 2013
TG Baja California II F1 C2	134.5	103.9	1,358.65	Octubre 2013
CCI Baja California Sur IV	42.3	91.2	1,192.58	Diciembre 2013
CCC Congeneración Salamanca F1	373.1	319.9	4,183.17	Febrero 2014
CC Centro I	642.3	439.8	5,751.04	Julio 2014
CE Sureste Fase II	102.0	156.6	2,047.78	Octubre 2014
CG Los Azufres III (Fase I)	50.0	69.8	912.74	Diciembre 2014

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Dólares americanos	Pesos	
RM CCC El Sauz Paquete I	150.00	1961.48	Julio 2017
RM CCC El Sauz Paquete I F2	8.70	113.77	Julio 2013
RM CCC Poza Rica	136.80	1788.87	Octubre 2013
RM CT Altamira U1 Y 2	379.90	4967.76	Julio 2017

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)

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

g) Fideicomisos

1. Ámbito de actuación.

1.1 CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 21 (veintiún) Fideicomisos, de los cuales 3 (tres) se encuentran 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.	a. Los consumidores de energía eléctrica que resulten beneficiarios de los servicios que imparta el Fideicomiso. b. CFE solo por los materiales que hubieren de formar parte de la infraestructura del servicio público de energía eléctrica.

Fideicomiso	Participación de CFE		
	Fideicomitente	Fiduciario	Fideicomisario
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

El Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por \$1,244,604, y pasivos por \$ 23,394

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 tras-lado de dominio 2030, constituido el 30 de Septiembre de 2000	CFE	En primer lugar: Los adjudicatarios de los contratos. En segundo lugar: CFE	Banobras, S.N.C.	Inversión condicionada

El Fideicomiso de Administración de Gastos Previos tiene activos por \$2,783,775 y pasivos por \$2,461,949

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 376,281.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

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).

Los Fideicomisos que se muestran a continuación han concluido con su compromiso de pago, por lo que sólo se encuentran en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Topolobampo II (Electrolyser, S. A. de C. V.), constituido el 14 de noviembre de 1991	Bufete Industrial Construcciones, S. A. de C. V. y Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación al Fideicomiso.	En primer lugar: Electrolyser, S. A. de C. V., respecto de su aportación y En segundo lugar: CFE	Santander, S. A.

SE 212 Subestaciones SF6 Potencia, constituido el 21 de agosto de 1997	Siemens Proyecto de Energía, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
SE 213 Subestaciones, constituido el 25 de agosto de 1997	Siemens Proyecto de Energía, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.

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. G. Cerro Prieto IV, constituido el 28 de noviembre de 1997	Constructora Geotermo-eléctrica del Pacífico, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT
C.C.C. Monterrey II, constituido el 17 de octubre de 1997	Monterrey Power, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.
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.	Banco Nacional de México, S. A.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
		En tercer lugar: CFE	
LT 215 Alstom CEGICA, constituido el 5 de diciembre de 1997	CEGICA, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 218 Noroeste, constituido el 5 de diciembre de 1997	Dragados y CYMI, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 221 Occidental, constituido el 7 de noviembre de 1997	SPE Subestaciones AEG, S. A. de C. V.	CFE	Nacional Financiera, S.N.C.

Al 31 de Diciembre de 2013, CFE tiene pasivos por \$6,298,268 y activos fijos por \$18,522,911 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 2013
Carbón Petacalco	\$80,316

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.

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

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
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
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 2013, existen fondos por disponer en los fideicomisos No. 232246 y No 411 por \$116,694, siendo un total de \$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 14 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 conformen 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

24. Cuentas de orden

Las cuentas de orden que se presentan en el balance general al 31 de diciembre de 2013 y 2012, se componen de los siguientes conceptos:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Cuentas de orden PIDIREGAS (Nota 3-d y 12)		
Activo	\$ 81,849,296	\$ 81,322,696
Pasivo	\$ (81,849,296)	\$ (81,322,696)
Pagos futuros de proyectos de inversión condicionada(Nota 26)		
Activo	176,917,260	177,191,798
Pasivo	(176,917,260)	(177,191,798)

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Monto de la contingencia proyectos de inversión condicionada (Nota 26)		
Activo	68,649,943	69,970,362
Pasivo	(68,649,943)	(69,970,362)
Cuentas de orden certificados bursátiles (Nota 11-b)		
Activo	8,821	130,140
Pasivo	(8,821)	(130,140)
Cuentas de orden de Bienes en Comodato (SAE-LyFC)		
Activo	104,175,000	106,933,274
Pasivo	(104,175,000)	(106,933,274)
Cuentas de orden de administración de cartera SAE		
Activo	5,856,738	5,965,846
Pasivo	(5,856,738)	(5,965,846)
Total cuentas de orden activo	\$ 437,457,058	\$ 441,514,116
Total cuentas de orden pasivo	\$ (437,457,058)	\$ (441,514,116)

25. Inversión financiada directa y condicionada

Conforme al Artículo 4 de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 2013, los ingresos anuales que generen los proyectos de **inversión financiada directa** y condicionada durante la vigencia de su financiamiento, sólo podrán destinarse al pago de cada año de las obligaciones atribuibles al propio proyecto, incluyendo todos sus gastos de operación, mantenimiento y demás gastos asociados, en los términos del Presupuesto de Egresos de la Federación.

El flujo neto de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de inversión directa en operación se muestra en el cuadro de acuerdo con la siguiente distribución con cifras en millones de pesos

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de Capital</u>	<u>Operación y Mante- nimiento</u>	<u>Financiero no Pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
CC	Chihuahua	3,560.9	176.3	1,082.8	28.9	2,272.9
CC	Monterrey II	3,715.0	0.0	1,289.8	25.1	2,400.1
CC	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	2,232.6	140.5	1,606.5	233.2	252.5
CC	El Sauz conversión de TG a CC	3,854.8	62.0	480.4	10.3	3,302.2
CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	1,801.8	42.8	1,016.2	9.0	733.8
CC	Conversión El Encino de TG a CC	1,899.9	40.5	230.9	20.7	1,607.8
CC	San Lorenzo conversión de TG a CC	3,267.3	69.5	370.9	83.3	2,743.5
CC	CC Repotenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	3,802.9	784.7	1,694.0	444.6	879.6
CC	Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCC	Pacífico	5,066.0	429.6	179.8	300.5	4,156.1
CCC	Baja California	1,203.9	257.0	897.2	107.6	(57.8)
CCC	Cogeneración Salamanca Fase I	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCI	Guerrero Negro II	179.6	31.0	0.0	3.8	144.7
CCI	Baja California Sur I	552.5	13.8	478.3	11.8	48.7
CCI	Baja California Sur II	586.6	36.6	540.3	11.0	(1.3)
CCI	CI Guerrero Negro III	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCI	Santa Rosalía II	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCI	Baja California Sur IV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CCI	Baja California Sur III	624.6	121.6	540.3	81.3	(118.6)
CCI	Guerrero Negro IV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
CD	Puerto San Carlos II	159.0	0.0	0.0	0.0	159.0
CE	La Venta II	186.7	39.3	48.6	35.8	63.1

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

		Ingresos	Amorti- zación de Capital	Operación y Mante- nimiento	Financiero no Pro- gramable	Remanente
CG	Cerro Prieto IV	488.6	26.2	300.6	12.8	149.0
CG	Los Azufres II y Campo Geotérmico	985.3	73.1	264.8	7.2	640.2
CG	Los Humeros II	275.0	70.0	158.0	45.7	1.4
CH	Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	1,522.2	42.3	54.7	25.5	1,399.7
CH	La Yesca	483.1	445.4	23.3	850.1	(835.8)
CH	El Cajón	438.6	345.3	44.2	270.0	(220.9)
CT	Samalayuca II	4,733.2	185.2	1,772.8	291.7	2,483.4
SUMA CENTRALES		41,620.3	3,432.6	13,074.6	2,909.8	22,203.4
RM	Adolfo López Mateos	622.6	33.8	0.0	3.3	585.6
RM	Altamira	153.5	60.9	0.0	19.1	73.5
RM	Botello	44.9	0.0	0.0	1.1	43.7
RM	Carbón II	309.5	2.1	0.0	2.1	305.3
RM	Carlos Rodríguez Rivero	169.5	21.1	0.0	3.1	145.4
RM	Dos Bocas	328.4	0.0	0.0	2.6	325.8
RM	Emilio Portes Gil	37.6	0.3	0.0	0.0	37.3
RM	Gomez Palacio	296.0	35.6	0.0	4.9	255.5
RM	Ixtaczoquitlán	8.0	0.0	0.0	0.2	7.9
RM	Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	713.9	53.9	0.0	5.2	654.8
RM	CT Puerto Libertad	142.4	14.2	0.0	1.4	126.8
RM	Punta Prieta	157.9	6.6	0.0	2.0	149.3
RM	Salamanca	320.2	35.4	0.0	3.6	281.2
RM	Tuxpango	152.3	8.8	0.0	2.2	141.4
RM	CT Valle de México	83.2	7.5	0.0	0.9	74.7
RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	84.6	20.7	0.0	25.4	38.6

CUENTA DE LA HACIENDA
PÚBLICA FEDERAL | 2013

		Ingresos	Amorti- zación de Capital	Operación y Mante- nimiento	Financiero no Pro- gramable	Remanente
RM	CT Carbón II Unidades 2 y 4	271.7	5.1	0.0	1.9	264.8
RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	224.8	23.6	0.0	4.1	197.1
RM	Infiernillo	38.3	23.8	0.0	7.6	6.9
RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	257.7	14.3	0.0	2.2	241.2
RM	CCC Huinalá II	34.1	1.0	0.0	0.5	32.7
RM	CN Laguna Verde	2,860.1	347.4	0.0	354.1	2,158.6
RM	CT Punta Prieta Unidad 2	62.9	3.1	0.0	1.5	58.3
RM	CCC Poza Rica	0.0	9.4	0.0	7.3	(16.7)
RM	Francisco Pérez Ríos	1,099.8	69.3	0.0	31.8	998.7
RM	Huinalá	30.9	0.7	0.0	0.1	30.2
RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	287.1	15.8	0.0	2.4	268.9
RM	CCC Tula	107.5	6.2	0.0	0.9	100.3
RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	264.7	42.7	0.0	6.6	215.4
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	377.0	17.3	0.0	5.4	354.4
RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	738.8	48.8	0.0	9.1	681.0
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 1 y 2	864.5	86.9	0.0	86.4	691.2
RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	15.9	5.5	0.0	0.8	9.5
RM	CCC Samalayuca II	41.3	1.3	0.0	0.2	39.8
RM	CCC El Sauz	122.9	2.3	0.0	1.0	119.6
RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	387.5	34.1	0.0	7.9	345.4
PRR	Presa Reguladora Amata	77.3	14.4	17.0	1.4	44.5
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	321.6	32.7	58.5	5.8	224.6
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	528.1	25.9	160.2	17.7	324.4
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	435.0	25.6	125.5	10.5	273.4
SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	400.3	127.6	321.3	15.2	(63.8)

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de Capital</u>	<u>Operación y Mante- nimiento</u>	<u>Financiero no Pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	249.3	40.1	213.7	68.3	(72.7)
	SUMA OTROS	13,723.9	1,325.5	896.2	727.8	10,774.3
LT	214 y 215 Sureste - Peninsular	450.6	124.1	33.9	40.4	252.2
LT	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1,825.8	31.4	20.5	4.6	1,769.3
LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	1,775.1	48.8	76.9	5.3	1,644.2
LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	66.4	5.1	5.9	0.1	55.3
LT	411 Sistema Nacional	366.1	37.9	28.2	4.1	296.0
LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	518.2	163.1	57.0	20.4	277.6
LT	414 Norte - Occidental	466.9	41.6	17.1	5.4	402.8
LT	502 Oriental - Norte	288.7	17.5	10.4	2.4	258.4
LT	506 Saltillo-Cañada	1,171.1	142.9	43.0	15.0	970.2
LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	1,059.7	60.3	30.8	25.1	943.5
LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	843.1	24.9	24.8	3.7	789.7
LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	845.4	68.9	36.6	14.5	725.4
LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	1,174.0	71.2	48.3	30.9	1,023.6
LT	612 Subtransmisión Norte - Noreste	209.9	33.3	5.1	4.8	166.8
LT	613 Subtransmisión Occidental	161.1	11.4	6.3	5.2	138.2
LT	614 Subtransmisión Oriental	317.6	20.8	1.3	2.6	293.0
LT	615 Subtransmisión Península	325.8	29.2	4.6	3.7	288.3
LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	36.3	27.8	5.1	1.7	1.7
LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	80.4	14.6	0.6	3.4	61.7
LT	Líneas Centro	82.1	7.3	1.6	0.8	72.3
LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	175.2	38.4	15.6	11.6	109.6

		Amorti- zación	Operación y Mante- nimiento	Financiero no Pro- gramable	Remanente
Nombre del proyecto	Ingresos	de Capital			
LT Red de Transmisión Asociada a Altamira V	1,143.5	34.2	25.1	20.6	1,063.6
LT Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	309.0	23.3	2.5	3.9	279.3
LT Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	964.8	121.6	34.2	60.4	748.6
LT 707 Enlace Norte-Sur	807.0	37.9	26.2	4.6	738.3
LT Riviera Maya	288.1	21.1	14.1	7.3	245.6
LT 807 Durango 1	297.1	37.3	10.3	5.2	244.3
LT Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	29.7	7.5	0.8	2.0	19.4
LT Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	234.6	6.3	0.2	1.5	226.5
LT Red de Transmisión Asociada a la CH La Yesca	101.0	109.8	12.2	56.4	(77.5)
LT Red de Transmisión Asociada a la CC Agua Prieta II	0.0	47.9	1.6	27.0	(76.4)
LT Red de Transmisión asociada la CE La Venta III	40.2	1.5	0.5	0.6	37.5
LT Red de Transmisión Asoc al proy de temp abierta y Oax II,III, IV	199.1	23.4	34.6	29.6	111.4
LT Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	45.5	6.9	0.7	2.5	35.4
LT Red de Transmisión y Transformación a la CI Guerrero Negro III	0.0	1.5	0.3	1.0	(2.8)
LT Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte II	48.5	27.1	1.1	11.8	8.5
SLT 701 Occidente - Centro	181.1	44.6	3.5	17.8	115.2
SLT 702 Sureste - Penínsular	240.9	32.6	3.3	9.7	195.2
SLT 703 Noreste - Norte	67.5	21.2	7.2	3.8	35.2
SLT 704 Baja California - Noroeste	105.8	7.7	1.8	3.9	92.4
SLT 706 Sistemas Norte	1,167.1	93.8	45.9	28.1	999.3
SLT 709 Sistemas Sur	988.6	56.6	61.9	11.9	858.2
SLT 801 Altiplano	296.2	47.5	34.6	15.1	199.0
SLT 803 NOINE	221.5	74.6	0.7	14.0	132.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de Capital</u>	<u>Operación y Mante- nimiento</u>	<u>Financiero no Pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SLT	806 Bajío	128.4	35.1	21.1	26.0	46.2
SLT	901 Pacífico	150.8	22.3	18.9	10.8	98.9
SLT	902 Istmo	164.4	44.7	21.0	18.7	80.0
SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	176.5	21.3	25.2	21.5	108.5
SLT	1111 Transmisión y Transformación del Cental-Occidental	142.2	2.1	17.0	29.2	93.8
SLT	1112 Transmisión y Transformación del Noroeste	82.1	23.7	19.6	15.4	23.4
SLT	1114 Transmisión y Transformación del Oriental	218.3	69.0	28.6	22.6	98.1
SLT	1119 Transmisión y Transformación del Sureste	231.3	63.7	29.5	81.4	56.7
SLT	1204 Conversión a 400 kv a el Área Peninsular	964.9	173.3	69.0	68.1	654.5
SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	932.9	217.3	14.9	91.7	608.9
SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	260.4	18.1	9.4	30.0	202.9
SLT	Red de Transmisión Asociada a Manzanillo I U-I y 2	1,004.3	27.0	0.4	26.5	950.4
SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	44.9	10.8	6.8	4.7	22.6
SLT	1404 Subestaciones del Oriente	37.1	9.7	6.4	2.9	18.2
SLT	1401 Ses y LTs de las Áreas Baja California y Noroeste	192.0	26.9	22.9	47.3	94.8
SLT	1601 Transmisión y Transformación Noroeste-Norte	65.9	21.8	9.3	7.6	27.2
SLT	1702 Transmisión y Transformación Baja-Noine	2.9	0.0	2.0	0.0	0.9
SLT	802 Tamaulipas	582.8	38.8	34.2	15.1	494.8
SLT	903 Cabo - Norte	171.7	32.4	15.9	12.0	111.4
SLT	1001 Red de Transmisión Baja-Nogales	621.8	35.1	5.8	6.8	574.0
SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	244.6	38.3	14.4	13.6	178.4
SLT	1304 Transmisión y Tranformación del Oriental	89.8	8.1	11.8	3.5	66.4
SLT	1402 Cambio de Tensión de LT Culiacan-Los Mochis	237.0	33.2	21.3	26.9	155.6
SUMA LINEAS DE TRANSMISIÓN		26,763.4	2,879.0	1,222.2	1,127.1	21,535.1

	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de Capital</u>	<u>Operación y Mante- nimiento</u>	<u>Financiero no Pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SE 212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	1,287.1	1,006.6	44.2	77.1	159.2
SE 218 Noroeste	175.8	30.6	29.1	9.1	107.0
SE 219 Sureste - Peninsular	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 220 Oriental - Centro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 221 Occidental	436.5	61.8	39.1	18.7	316.8
SE 305 Centro - Oriente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 306 Sureste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 307 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 308 Noroeste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 401 Occidental - Central	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 402 Oriental - Peninsular	802.5	46.5	14.6	1.4	739.9
SE 403 Noreste	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 404 Noroeste - Norte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 405 Compensación Alta Tensión	97.3	5.7	5.4	0.1	86.1
SE 410 Sistema Nacional	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SE 412 Compensación Norte	73.8	13.8	3.0	0.3	56.6
SE 413 Noroeste - Occidental	493.1	34.4	26.7	6.2	425.9
SE 503 Oriental	39.6	13.3	1.6	0.3	24.3
SE 504 Norte - Occidental	427.7	44.3	9.4	2.0	372.0
SE 607 Sistema Bajío - Oriental	648.5	43.5	46.2	3.9	554.9
SE 611 Subtransmisión Baja California - Noroeste	233.1	35.0	7.9	6.4	183.8
SE Norte	126.2	8.8	2.6	0.9	113.9
SE 705 Capacitores	74.6	3.7	3.5	0.4	67.0
SE 708 Compensación Dinamicas Oriental - Norte	421.7	24.1	26.1	5.1	366.4
SE 811 Noroeste	85.0	12.0	3.0	1.8	68.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

	<u>Nombre del proyecto</u>	<u>Ingresos</u>	<u>Amorti- zación de Capital</u>	<u>Operación y Mante- nimiento</u>	<u>Financiero no Pro- gramable</u>	<u>Remanente</u>
SE	813 División Bajío	236.6	59.0	6.0	12.5	159.1
SE	911 Noreste	49.3	9.8	2.6	1.8	35.0
SE	912 División Oriente	46.9	16.9	3.1	6.7	20.2
SE	915 Occidental	70.6	12.2	1.2	2.8	54.4
SE	1004 Compensación Dinámica Área Central	89.0	18.1	8.6	2.7	59.7
SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	156.2	10.2	22.7	4.2	119.0
SE	1116 Transformación del Noreste	673.8	81.6	49.9	109.1	433.2
SE	1117 Transformación de Guaymas	78.3	21.2	3.6	10.2	43.4
SE	1120 Noroeste	185.7	22.0	9.4	21.2	133.0
SE	1122 Golfo Norte	60.6	19.5	8.3	24.1	8.7
SE	1124 Bajío Centro	115.9	25.2	6.1	19.7	64.9
SE	1125 Distribución	411.4	127.9	19.7	57.3	206.5
SE	1127 Sureste	64.4	19.5	1.4	8.8	34.8
SE	1128 Centro Sur	49.2	9.2	7.8	3.8	28.4
SE	1129 Compensación Redes	76.6	19.2	4.7	8.1	44.7
SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	69.0	9.3	4.3	5.6	49.9
SE	1212 SUR-PENINSULAR	156.4	15.1	15.8	17.5	108.0
SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	295.7	24.4	16.3	24.7	230.4
SE	1211 NORESTE-CENTRAL	76.3	19.6	14.3	10.8	31.6
SE	1210 NORTE-NOROESTE	382.4	51.5	17.0	48.3	265.6
SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	75.8	35.9	11.1	14.9	13.9
SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste-Norte	85.4	9.7	7.7	3.5	64.4
SE	1420 DISTRIBUCIÓN NORTE	48.0	6.9	7.5	3.8	29.8
SE	SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

	Ingresos	Amorti- zación de Capital	Operación y Mante- nimiento	Financiero no Pro- gramable	Remanente
SE 1620 Distribución Valle de México	22.3	0.0	7.3	0.0	15.0
SE 812 Golfo Norte	20.4	6.0	1.4	0.9	12.1
SE 914 División Centro Sur	206.9	13.1	5.1	7.4	181.3
SE 1006 Central-Sur	58.2	20.1	2.5	13.5	22.0
SE 1005 Noroeste	185.4	41.5	7.2	28.0	108.6
SE 1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	159.2	26.1	16.2	18.3	98.6
SE 1121 Baja California	68.0	6.0	1.5	2.8	57.6
SE 1123 Norte	82.1	5.0	5.4	1.8	70.0
SE 1206 Conversión a 400 kV de la LT Mazatlan II - La Higuera	104.1	28.2	23.1	31.6	21.1
SE 1213 COMPENSACION DE REDES	120.8	25.9	14.1	29.2	51.7
SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR	142.5	18.7	16.4	6.8	100.6
SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO	48.0	6.8	4.7	2.5	34.1
SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE	190.4	36.0	14.0	13.3	127.0
SE 1421 DISTRIBUCIÓN SUR	16.0	4.0	2.0	0.7	9.3
SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE	23.9	0.4	1.9	0.0	21.5
	10,424.2	2,266.0	634.7	712.4	6,811.1
Total proyectos de inversión directa	92,531.7	9,903.1	15,827.7	5,477.1	61,323.9

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

El flujo neto de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo de **inversión condicionada** en operación se muestra en el cuadro (en millones de pesos) de acuerdo con la siguiente distribución:

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo Neto
CC Altamira II	4,631.7	467.2	1,303.6	2,860.9
CC Altamira III y IV	6,732.3	1,549.6	2,723.8	2,458.9
CC Altamira V	6,847.0	1,616.3	2,248.4	2,982.3
CC Bajío	4,880.0	221.7	1,927.3	2,731.0
CC Campeche	1,366.1	522.9	518.0	325.3
CC Chihuahua III	2,396.8	374.5	793.5	1,228.8
CC Hermosillo	2,817.3	553.2	857.1	1,407.0
CC La Laguna II	4,803.7	1,286.2	1,503.1	2,014.4
CC Mexicali	2,418.8	646.1	815.5	957.1
CC Monterrey III	3,852.1	569.7	1,026.7	2,255.7
CC Naco-Nogales	2,938.0	468.8	859.8	1,609.4
CC Río Bravo II	4,104.1	783.7	1,365.8	1,954.6
CC Río Bravo III	3,391.7	847.2	1,260.3	1,284.2
CC Río Bravo IV	4,265.1	908.7	1,273.9	2,082.5
CC Saltillo	2,268.6	460.6	713.2	1,094.9
CC Tamazunchale	6,430.9	1,628.2	2,204.0	2,598.7
CC Tuxpan II	4,214.6	774.0	1,282.6	2,158.0
CC Tuxpan III y IV	7,867.5	1,615.3	2,798.1	3,454.1
CC Tuxpan V	4,568.9	794.6	1,234.8	2,539.5
CC Valladolid III	3,613.1	758.3	1,032.3	1,822.5
CCC Norte	4,442.2	1,036.1	1,347.3	2,058.8
CCC Norte II	723.7	0.0	0.0	723.7
CE La Venta III	284.7	0.0	302.4	(17.7)
CE Oaxaca I	316.5	0.0	261.8	54.7
CE Oaxaca II y CE Oaxaca III y CE Oaxaca IV	1,078.9	0.0	932.0	146.9

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	Variables	Flujo Neto
CT Merida III	3,127.0	410.4	1,459.4	1,257.2
Subtotal CCC	94,381.5	18,293.4	32,044.6	44,043.4
TRN Gasoducto Cd Pemex Valladolid	330.5	292.9	34.3	3.3
Subtotal TRN	330.5	292.9	34.3	3.3
TRN Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elias Calles	482.1	387.3	90.0	4.8
Subtotal Terminal	482.1	387.3	90.0	4.8
Total de proyectos de inversión condicionada	95,194.0	18,973.6	32,168.9	44,051.5

26. Información por segmentos

Al 31 de diciembre de 2013, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 39,214.37 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 36,721.60 kilómetros y Red de Acceso y Acceso Local 2,492.77 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; por lo que respecta a la situación que prevalece al 31 de diciembre de 2013 respecto a la expansión de la red de fibra óptica, la misma ha presentado un incremento de 64.08 kilómetros respecto al 31 de diciembre de 2013, esto derivado de los servicios entregados.

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.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

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.

A efecto de lograr una adecuada operación de la red, tanto para propósitos internos como para el uso por terceros, la Junta de Gobierno de CFE ha autorizado 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.

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.

Derivado de la reforma de telecomunicaciones se prevé que la CFE ceda a Telecomunicaciones de México, su concesión para instalar, operar y explotar una red pública de telecomunicaciones y le transfiera todos los recursos y equipos necesarios para la operación y explotación de dicha red. Conforme a esta reforma, CFE conserva la red de fibra óptica, indispensable para la prestación del servicio eléctrico, y transferirá junto con la operación, los recursos necesarios para la explotación de dicha red, a fin de garantizar la cobertura del servicio de telecomunicaciones a todos los mexicanos.

Hasta el mes de Diciembre de 2013, se han firmado 177 contratos con 123 Clientes de los segmentos, Industria, Empresa y Gobierno.

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

La concesión otorgada por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), es para instalar, operar y explotar una red pública de comunicaciones, que otorga el Gobierno Federal por conducto de la SCT a favor de la CFE.

a. Información por segmento operativo

Concepto	Al 31 de diciembre de 2013		
	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL
Ingresos	\$ 318,409,599	\$ 830,315	\$ 319,239,914
Depreciación y amortización	31,307,162	1,024	31,308,186
Costo Financiero	12,848,940	(4,966)	12,843,974
Utilidad de operación	241,803	303,542	545,345
Inversión en activos productivos	792,597,585	18,824 (*)	792,616,409
Activos totales	963,175,162	340,013	963,515,175

Concepto	Al 31 de diciembre de 2012		
	ENERGIA	CFE TELECOM	TOTAL
Ingresos	\$ 311,020,877	\$ 888,910	\$ 311,909,787
Depreciación y amortización	30,116,636	1,387	30,118,023
Costo Financiero	4,548,420	63	4,548,483
Utilidad de operación	7,878,295	262,681	8,140,976
Inversión en activos productivos	647,135,461	19,670	647,155,131
Activos totales	825,781,270	145,293	825,926,563

Los ingresos por concepto de CFE TELECOM, se incluyen en el estado de resultados en otros (gastos) 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 2013 de \$4,983,705.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

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:

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Corporativo	\$ 965,211	\$ 1,095,271
Generación	320,905,505	274,890,095
Distribución	250,815,097	209,259,242
Transmisión y transformación	171,317,293	108,916,564
Fibra óptica	4,478,830	4,324,021
Control	550,886	641,626
Construcción	<u>1,262,197</u>	<u>1,131,005</u>
	750,295,019	600,257,824
Desmantelamiento CN Laguna Verde	<u>284,685</u>	<u>299,250</u>
	750,579,704	600,557,074
Total de propiedades, plantas y equipo (Neto)	\$ <u>750,579,704</u>	\$ <u>600,557,074</u>

c. Ingresos por división (zona geográfica)

	<u>2013</u>	<u>2012</u>
Baja California	\$ 18,167,708	\$ 18,213,177
Noroeste	21,326,632	20,758,333
Norte	21,384,571	21,025,376
Golfo Norte	44,013,072	44,405,305
Centro Occidente	13,056,054	12,777,885
Centro Sur	12,403,625	12,227,175
Oriente	15,967,705	16,207,146

Sureste	13,125,346	12,732,233
Bajío	30,883,314	29,901,800
Golfo Centro	14,478,764	14,322,565
Centro Oriente	18,298,539	17,916,496
Peninsular	13,782,851	13,135,017
Jalisco	20,579,046	20,080,950
Valle de México Norte	17,948,100	17,553,664
Valle de México Centro	16,453,368	15,841,496
Valle de México Sur	<u>17,036,376</u>	<u>16,367,435</u>
Subtotal ventas al detalle	<u>308,905,071</u>	<u>303,466,053</u>
En bloque para reventa	962,661	1,213,264
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	364,614	(345,465)
Usos ilícitos	1,258,191	1,470,263
Por falla de medición	861,581	1,357,753
Por error de facturación	<u>3,136,992</u>	<u>1,639,514</u>
	<u>5,621,378</u>	<u>4,122,065</u>
Otros productos de explotación	<u>2,920,489</u>	<u>2,219,495</u>
Total productos de explotación	\$ <u><u>318,409,599</u></u>	\$ <u><u>311,020,877</u></u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

	2013	2012
Ventas al detalle		
Servicio doméstico	\$ 59,382,989	\$ 59,974,307
Servicio comercial	39,286,398	39,087,677
Servicio para alumbrado público	18,586,006	16,510,626
Servicio agrícola	5,466,253	6,082,163
Servicio industrial	<u>186,183,425</u>	<u>181,811,280</u>
Total ventas al detalle	308,905,071	303,466,053
En bloque para reventa	962,661	1,213,264
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	364,614	(345,465)
Usos ilícitos	1,258,191	1,470,263
Por falla de medición	861,581	1,357,753
Por error de facturación	<u>3,136,992</u>	<u>1,639,514</u>
Suma	5,621,378	4,122,065
Otros productos de explotación	<u>2,920,489</u>	<u>2,219,495</u>
Total productos de explotación	\$ <u>318,409,599</u>	\$ <u>311,020,877</u>

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. Emisión de los estados financieros

Estas notas han sido aprobadas con fecha 13 de marzo de 2014, por el Dr. Enrique Ochoa Reza, Director General; Lic. Francisco J. Santoyo Vargas, Director de Finanzas; C. P. Oscar H. Lara Andrade, Subdirector de Control Financiero y la C. P. Román Castillo Morquecho, Gerente de Contabilidad, responsables de la información financiera del Organismo.

C.P. ROMÁN CASTILLO MORQUECHO
GERENTE DE CONTABILIDAD

C.P. CÉSAR OMAR LÓPEZ TREJO
JEFE DE DEPARTAMENTO DE ESTADOS FINANCIEROS
