

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado
del Gobierno Federal

ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS
POR LOS AÑOS QUE TERMINARON EL
EL 31 DE DICIEMBRE DE 2011 Y 2010

Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Estados financieros dictaminados por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011 y 2010

Contenido

Anexos

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

ESTADOS FINANCIEROS:

Balances generales	A
Estados de resultados	B
Estados de variaciones en el patrimonio	C
Estados de flujos de efectivo	D
Notas a los estados financieros	E



Informe del auditor independiente

A la Secretaría de la Función Pública y

A la Junta de Gobierno de
Comisión Federal de Electricidad

Hemos examinado el balance general de Comisión Federal de Electricidad, Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal (el Organismo), al 31 de diciembre de 2011, y los estados de resultados, de variaciones en el patrimonio y de flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha. Dichos estados financieros son responsabilidad de la administración del Organismo. Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre los mismos, con base en nuestra auditoría. Los estados financieros por el año que terminó el 31 de diciembre de 2010, fueron examinados por otros contadores públicos quienes expresaron una opinión sin salvedades con fecha 3 de marzo de 2011.

Nuestro examen fue realizado de acuerdo con las normas de auditoría generalmente aceptadas en México, las cuales requieren que la auditoría sea planeada y realizada de tal manera que permita obtener una seguridad razonable de que los estados financieros no contienen errores importantes, y de que están preparados de acuerdo con las normas de información financiera mexicanas. La auditoría consiste en el examen, con base en pruebas selectivas, de la evidencia que soporta las cifras y revelaciones de los estados financieros; asimismo, incluye la evaluación de las normas de información financiera utilizadas, de las estimaciones significativas efectuadas por la administración y de la presentación de los estados financieros tomados en su conjunto. Consideramos que nuestro examen proporciona una base razonable para sustentar nuestra opinión.

1. A partir del 1 de enero de 2012 el Organismo llevó a cabo un cambio en las políticas contables y en la base de preparación de los estados financieros, el cual consistió en dejar de utilizar las Normas de Información Financiera Mexicanas para adoptar las Normas Internacionales de Información Financiera, sus adecuaciones e interpretaciones, emitidas por el International Accounting Standard Board. Este cambio originó efectos significativos en los principales rubros de los estados financieros al 31 de diciembre de 2010 (fecha de transición), los cuales se muestran en la Nota 27.
2. Por separado se han preparado y emitido estados financieros de acuerdo con las Normas Generales de Información Financiera Gubernamental y las Normas Específicas de Información Financiera Gubernamental para el Sector Paraestatal emitidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, para ser utilizados en la formulación de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal.

En nuestra opinión, los estados financieros antes mencionados, presentan razonablemente, en todos los aspectos importantes, la situación financiera de Comisión Federal de Electricidad, Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal, al 31 de diciembre de



Crowe Horwath Gossler™

2011, y los resultados de sus operaciones, las variaciones en su patrimonio y los flujos de efectivo, por el año que terminó en esa fecha, de conformidad con las normas de información financiera mexicanas.

GOSSLER, S.C.

Leobardo Brizuela Arce
Contador Público Certificado

México, D.F.
Febrero 28, 2012

Comisión Federal de Electricidad
(Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

Balances generales
Al 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

ANEXO A

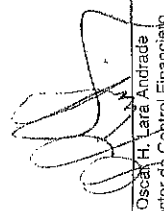
	2011	2010	Activo	2011	2010	Pasivo
Circulante:						
Efectivo y equivalentes de efectivo (nota 3b y 4)	\$ 46,619,636	\$ 25,019,937				Corto Plazo:
Cuentas por cobrar, neto (nota 5)	86,222,412	72,428,049				Porción circulante de la deuda documentada (nota 10)
Materiales para operación, neto (nota 3c y 7)	29,861,064	26,301,745				Porción circulante de PIDIREGAS (nota 3e y 11)
Total del activo circulante	164,703,112	123,749,731				Proveedores y contratistas
						Impuestos y derechos por pagar (nota 12)
						Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados
						Depósitos de usuarios y contratistas
						Total del pasivo a corto plazo
Préstamos a los trabajadores a largo plazo	6,657,303	5,928,981				Productos por realizar
						Deuda documentada (nota 10)
Plantas, instalaciones y equipos, neto (nota 3b y 8)	690,105,428	671,206,294				Instrumentos financieros derivados (nota 3g y 9)
						PIDIREGAS
Instrumentos financieros derivados (nota 3g y 9)	18,014,998	17,254,628				Otros pasivos a largo plazo (nota 3h, i y 13)
						Beneficio a los empleados (nota 3i y 14)
						Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias (nota 3q y 15)
Otros activos	26,930,717	23,082,639				Total del pasivo
Total del activo	\$ 906,411,558	\$ 841,202,273				

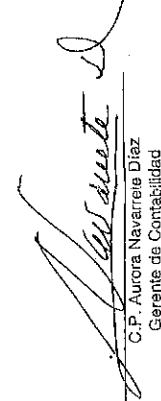
CUENTAS DE ORDEN (nota 24)

	2011	2010
Activo	\$392,350,355	\$365,737,182
Pasivo	(392,350,355)	(365,737,182)


Mtro. Antonio Vivanco Casanovich
Director General


Lic. Francisco U. Santoyo Vargas
Director de Finanzas


C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero


C.P. Aurora Navarrete Diaz
Gerente de Contabilidad

Comisión Federal de Electricidad
(Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

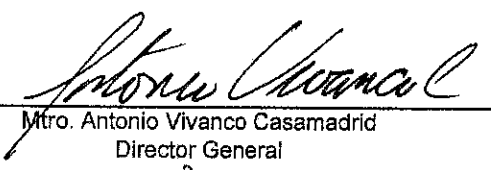
Estados de resultados


Por los ejercicios del 1° de enero al 31 de diciembre de 2011 y 2010

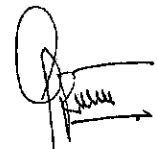
(Cifras expresadas en miles de pesos)


ANEXO B

	2011	2010
Ingresos por venta de energía (notas 3l,k y 26)	\$ 291,939,130	\$ 254,417,339
Costos y gastos:		
De explotación	231,448,706	205,913,903
Depreciación	28,373,756	27,209,353
Gastos administrativos	6,289,864	5,883,423
Costo estimado actuarial del período por obligaciones laborales	52,896,585	52,535,794
Total de costos y gastos de operación	319,008,911	291,542,473
Utilidad (Pérdida) de operación	(27,069,781)	(37,125,134)
Otros (gastos) ingresos, neto (nota 17)	(249,346)	1,788,104
Impuesto sobre la renta sobre el remanente distribuible (nota 18)	(1,489,568)	(1,150,824)
Subsidio a consumidores (nota 3n y 19)	83,383,093	89,936,145
Aprovechamiento (nota 3n y 19)	(57,292,226)	(55,748,887)
Resultado neto del subsidio y aprovechamiento	26,090,867	34,187,258
Subsidio recibido en efectivo	4,785,400	5,804,300
Resultado integral de financiamiento:		
Intereses a cargo, neto (nota 3o y 20)	(8,925,717)	(5,593,298)
(Pérdida) Utilidad cambiaria, neta (nota 20)	(10,310,323)	2,898,661
	(19,236,040)	(2,694,637)
Pérdida (Utilidad) neta del año	\$ (17,168,468)	\$ 809,067


Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General


C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero


Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas

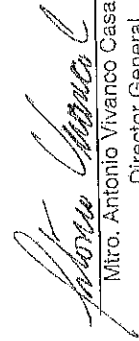

C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad

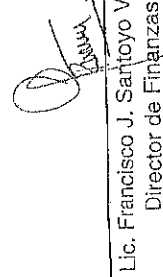
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal)

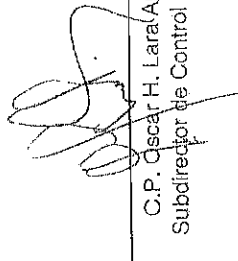
Estados de variaciones en el patrimonio

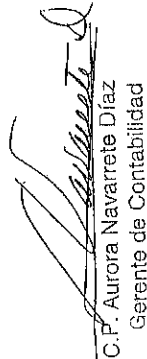
Por los años que terminaron el 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

	Patrimonio acumulado	Aportaciones recibidas	Utilidad (Pérdida) neta del año	Total
	\$	\$	\$	\$
Saldo al 31 de diciembre de 2009	373,663,707	5,853,330	1,185,369	380,702,406
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Órgano de Gobierno				
Aportaciones recibidas durante 2010	7,038,699	(5,853,330)	(1,185,369)	-
de Gobiernos Estatales y Municipales y otros				
Aportación patrimonial del Gobierno Federal		7,596,561		7,596,561
Entero de aprovechamiento Ley de		23,000,000		23,000,000
Ingresos de la Federación al Gobierno Federal		(23,000,000)		(23,000,000)
Pérdida integral (nota 21)	(36,451,272)		809,067	(35,642,205)
Saldo al 31 de diciembre de 2010	344,251,134	7,596,561	809,067	352,656,762
Traspaso de saldos del año anterior, aprobado por el Órgano de Gobierno				
Aportaciones recibidas durante 2011 de Gobiernos Estatales y Municipales y otros	8,405,628	(7,596,561)	(809,067)	-
Aportación patrimonial del Gobierno Federal		7,288,598		7,288,598
Entero de aprovechamiento, Ley de Ingresos de la Federación del Gobierno Federal		19,134,600		19,134,600
Pérdida integral (nota 21)	(24,807,717)	(23,920,000)	(17,168,468)	(23,920,000)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	327,849,045	2,503,198	(17,168,468)	313,183,775


Mitro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General


Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas


C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero

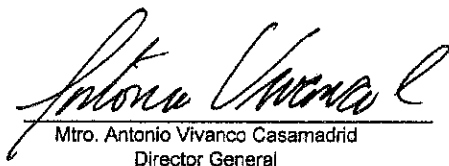

C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad

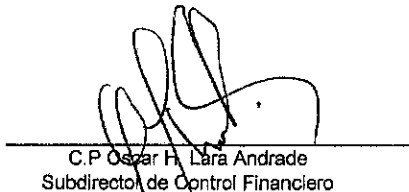
Comisión Federal de Electricidad
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

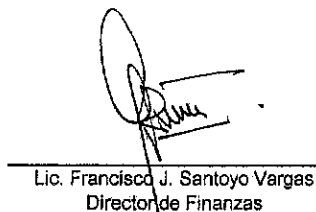
Estados de flujos de efectivo
Por los periodos de 31 de diciembre de 2011 y 2010
(Cifras expresadas en miles de pesos)

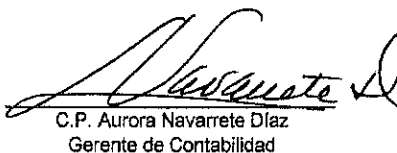
ANEXO D

Actividades de operación	2011	2010
Pérdida del período antes de impuestos sobre remanente distribuible	\$ (17,168,468)	\$ 809,067
Partidas relacionadas con actividades de inversión:		
Depreciación en el período de plantas, instalaciones y equipo	28,373,756	27,209,353
Costo neto del período por beneficios a los empleados	32,883,068	36,275,713
Estimaciones y reservas	1,695,222	5,216,241
Partidas relacionadas con actividades de financiamiento:		
Insuficiencia del aprovechamiento sobre las transferencias virtuales del Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias	(26,090,867)	(34,187,258)
Intereses a cargo	10,157,230	6,768,189
Pérdida en cambios	10,310,323	(2,898,682)
	40,160,264	39,192,643
Cuentas por cobrar y otras	(14,285,555)	(21,233,623)
Materiales para operación	(3,444,241)	(2,145,807)
Proveedores y contratistas	10,144,428	(3,519,571)
Otras cuentas por pagar y gastos acumulados	5,138,817	631,383
Flujo neto de efectivo de actividades de operación	37,713,714	12,925,224
Actividades de Inversión		
Inversión en plantas, instalaciones y equipo	42,510,237	44,620,365
Otros activos largo plazo	5,356,770	3,244,525
Flujos netos de efectivo de actividades de inversión	47,867,007	47,864,890
Efectivo excedente para aplicar en (Efectivo a obtener de) actividades de financiamiento	(10,153,293)	(34,939,666)
Actividades de financiamiento		
Aportaciones recibidas del Gobierno Federal, Estatales y otros	7,288,598	7,596,561
Contratación de deuda	49,091,873	50,086,805
Financiamientos pagados deuda	(12,676,480)	(35,828,182)
Intereses pagados	(9,782,529)	(6,702,733)
Otros pasivos de largo plazo	(168,470)	11,300,436
Flujos netos de efectivo de actividades de financiamiento	33,752,992	25,452,887
Incremento neto de efectivo e inversiones temporales	23,599,599	(8,486,779)
Efectivo y equivalentes de efectivo al inicio del periodo	25,019,937	33,506,716
Efectivo y equivalentes de efectivo al final del periodo	\$ 48,619,636	\$ 25,019,937


Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General


C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero


Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas


C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad

Las notas adjuntas son parte integrante de estos estados financieros.

Comisión Federal de Electricidad

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Notas a los estados financieros

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010

(Cifras expresadas en miles de pesos)

Anexo E

1. Actividades del Organismo y Constitución

Comisión Federal de Electricidad (CFE ó 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 el 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 (LyFC), 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 que la compartió hasta el 10 de octubre de 2009 con LyFC, la que tenía a su cargo la distribución y venta de toda la energía que se consume, principalmente en la zona metropolitana de la Ciudad de México y algunos estados circunvecinos y, en menor medida, de algunas actividades de generación y transmisión de energía. Aproximadamente el 95% de la energía que distribuía y comercializaba LyFC en su área de influencia era comprada a CFE. (Ver Nota 6)

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).

2. Bases de formulación de los estados financieros

Los estados financieros que se acompañan han sido preparados de conformidad con las Normas de Información Financiera (NIF), emitidas por el Consejo Mexicano para la Investigación y Desarrollo de Normas de Información Financiera, A.C. (CINIF), dicho Consejo es un organismo independiente cuyos objetivos principales son desarrollar las NIF, los procesos de investigación, auscultación, emisión y difusión de las mismas, así como lograr su convergencia con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

La CFE elaboró los estados de resultados, clasificando los costos y gastos por su naturaleza atendiendo a la esencia específica del tipo de costo o gasto de la entidad. Así mismo, la Entidad presenta estos estados determinando adicionalmente a lo establecido en la NIF B-3, los niveles de pérdida de operación, ya que considera que esta información facilitará a los usuarios de la información financiera la toma de decisiones.

3. Resumen de las principales políticas contables

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

a. Reconocimiento de los efectos de la inflación

La NIF B-10 "Efectos de la inflación" señala que las entidades pueden operar en dos tipos de entorno económicos, el inflacionario y el no inflacionario. En el entorno inflacionario (cuando la inflación en los últimos tres años es mayor al 26%) se deben reconocer los efectos de la inflación. En el entorno no inflacionario se suspende el reconocimiento de los efectos de la inflación en la información financiera. Cuando se presente nuevamente un entorno inflacionario, se efectuará una reconexión (reconocimiento en forma retrospectiva de los efectos no reconocidos en ejercicios no inflacionarios).

La inflación acumulada de los últimos tres ejercicios fue de 14.52% y del 14.44% a diciembre de 2011 y 2010, por lo que el entorno económico es calificado como no inflacionario y, en consecuencia, la CFE suspendió el reconocimiento de los efectos de la inflación en los estados financieros al 31 de diciembre de 2011 y 2010.

El Organismo mantiene en sus activos, pasivos y patrimonio los efectos de reexpresión determinados hasta el último periodo en el que operó en un entorno inflacionario, es decir al 31 de diciembre de 2007. Estos efectos se darán de baja en la misma fecha y con el mismo procedimiento con los que se den de baja los correspondientes activos, pasivos, o componentes del patrimonio a valores nominales.

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.

Las inversiones temporales son instrumentos fácilmente convertibles a efectivo y sujetas a riesgos de mercado poco significativos de cambios en valor. Están representadas por instrumentos de mercado de dinero. Para efectos contables se clasifican con fines de negociación y su fluctuación en valor razonable se reconoce en el resultado del ejercicio.

c. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

Los inventarios de materiales para operación se registran originalmente a su costo de adquisición, y los saldos finales mensuales se valúan a costo promedio o valor de mercado, el que sea menor. El costo de los materiales consumidos se registra a costo promedio.

Los inventarios se revisan periódicamente para determinar la existencia de material obsoleto, y para evaluar la suficiencia de la reserva o provisión cuando se presenta el caso, se incrementa la reserva contra los resultados del ejercicio. Actualmente la política es aplicar un factor mensual 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.

d. Plantas, instalaciones y equipo

Se registran a su costo de adquisición y/o construcción, incluyéndose como parte del costo los siguientes conceptos: gastos administrativos del corporativo relacionados directamente con la construcción e instalación de activos, costos de jubilaciones y primas de antigüedad, correspondientes al personal permanente de las áreas de construcción y la depreciación de los equipos utilizados en la construcción e instalación de los activos.

Hasta el 31 de diciembre de 1996, los activos fijos distintos a los adquiridos bajos los programas de PIDIREGAS, fueron actualizados a valores de reposición, 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.

La depreciación de plantas, instalaciones y equipos de operación se calcula por el método de línea recta a partir de la puesta en operación de los activos, considerando tasas de depreciación acordes con la vida útil de los mismos, determinadas por técnicos especializados de CFE, como sigue:

	<u>Tasa anual %</u>
Centrales generadoras-geotérmicas	Del 2 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 2.86
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

Los inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales se deprecian conforme a las tasas autorizadas por la Ley del Impuesto sobre la Renta (ISR).

e. Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo ("PIDIREGAS")

En 1996 CFE inició proyectos de inversión para construir activos generadores de ingresos, bajo control presupuestario directo, con financiamiento privado a largo plazo.

Al momento de la entrega de las obras, materia del contrato, recibidas a satisfacción de CFE, se registra el activo en la cuenta de activo fijo PIDIREGAS, así como el pasivo total que corresponde al valor del bien.

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

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 del valor presente de los flujos netos de efectivo futuros o el precio neto de venta en el caso de eventual disposición. Los indicios de deterioro que se consideran para estos efectos son, entre otros, las pérdidas de operación o flujos de efectivo negativos en el período 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 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 resultado integral de financiamiento.

El Boletín C-10 "Instrumentos Financieros Derivados y Operaciones de Cobertura" establece que: "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." Por lo anterior, en el caso de los instrumentos derivados financieros con fines de cobertura, y al cumplir con tales características, no se evalúa y no se mide la efectividad de dichos derivados

h. 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, conforme a la NIF C-18 "Obligaciones asociadas con el retiro de Propiedades, Planta y Equipo" vigente a partir del 1 de enero de 2011. La cual establece los requisitos a considerar para incrementar el costo de adquisición de un componente con el monto de la valuación de una obligación asociada con el retiro de un componente y cómo reconocer los cambios a la valuación de estas provisiones por revisiones

a los flujos de efectivo, a la periodicidad para su liquidación y a la tasa de descuento apropiada a utilizar.

i. 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 bono asimilable a la participación de los trabajadores en las utilidades (PTU) por pagar, ausencias compensadas, como vacaciones y prima vacacional e incentivos.

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 los trabajadores contratados a partir del 19 de agosto de 2008, se estableció un plan de pensiones y jubilaciones de contribución definida sobre la base de aportaciones que hacen el Organismo y los trabajadores a cuentas individualizadas de cada trabajador, por lo cual estos trabajadores ya no impactarán sobre el pasivo laboral por los conceptos de pensiones e indemnizaciones al retiro.

j. Impuestos a la utilidad

De acuerdo a lo establecido en la legislación fiscal aplicable, el Organismo no causa el gravamen de 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 distribuable 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 distribuable conforme lo establece la NIF C-9.

k. Información por segmentos

La NIF B-5 "Información financiera por segmentos" requiere revelar en notas a los estados financieros de las entidades información respecto de sus segmentos operativos, es decir, de las actividades de negocio en las que participan, clasificar la información con base en los distintos productos o servicios que maneja, las distintas áreas geográficas en las que opera, así como los principales grupos homogéneos de clientes. Ésta NIF maneja un enfoque gerencial, pues las revelaciones que requiere están basadas principalmente en los informes

que la administración de la entidad utiliza comúnmente para el análisis interno de los segmentos operativos y la toma de decisiones con respecto a los mismos.

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

I. 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.

m. Operaciones en moneda extranjera

Las operaciones en moneda extranjera se registran al tipo de cambio vigente a la fecha de su celebración. Los activos y pasivos monetarios en moneda extranjera se valúan en moneda nacional al tipo de cambio vigente a la fecha de los estados financieros. Las fluctuaciones cambiarias se registran en los resultados como parte del resultado integral de financiamiento.

n. 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 - De conformidad con el Artículo 46 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 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 2011, 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.

El Subsidio al consumidor 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 subsidiadas en venta de energía. Una parte importante del subsidio se considera como operación virtual, debido a que de acuerdo con la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en vigor, las mismas se bonifican contra el aprovechamiento a cargo del Organismo, este subsidio se acredita en los resultados del periodo.

Afectación patrimonial - El gasto anual por aprovechamiento se compara contra el subsidio otorgado por el Gobierno Federal para complementar tarifas deficitarias. Hasta 1999 se había venido generado un pasivo neto a favor del Gobierno Federal que se capitalizó en el patrimonio al cierre de cada año, a partir del ejercicio de 2000 el monto del aprovechamiento ha sido inferior al del subsidio, por lo que la Junta de Gobierno autorizó la disminución del patrimonio de la entidad por el diferencial entre estos conceptos.

Con Gobiernos Estatales y Municipales:

Aportaciones - Las aportaciones recibidas de los Gobiernos Federal, Estatales y Municipales para electrificar poblados rurales y colonias populares, así como de particulares para ampliaciones a la red de distribución, se registran como un incremento al patrimonio.

o. Resultado integral de financiamiento

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

p. Pérdida (utilidad) integral

La pérdida (utilidad) integral que se presenta en el estado de variaciones en el patrimonio, se integra por el resultado neto del período y otras partidas que representan una ganancia o pérdida del mismo período, que de conformidad con NIF se presentan directamente en el patrimonio sin afectar el estado de resultados.

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 pueden 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

4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el efectivo y equivalentes de efectivo se integran como sigue:

	2011	2010
Efectivo en caja y bancos	\$ 11,875,828	\$ 10,609,452
Inversiones temporales	36,743,808	14,410,485
Total	<u>\$ 48,619,636</u>	<u>\$ 25,019,937</u>

5. Cuentas por cobrar, neto

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, las cuentas por cobrar se integran como sigue:

	2011	2010
Consumidores público	\$ 52,505,032	\$ 39,435,379
Consumidores gobierno	12,778,720	8,951,014
Energía vendida en proceso de facturación	<u>15,507,056</u>	<u>13,587,559</u>
	80,790,808	61,973,952
Estimación para cuentas de cobro dudoso	<u>(7,411,010)</u>	<u>(6,919,818)</u>
	73,379,798	55,054,134
Otros deudores	10,851,403	9,977,277
Impuesto al valor agregado	1,991,211	7,396,638
Total	<u>\$ 86,222,412</u>	<u>\$ 72,428,049</u>

6. Bienes en comodato

El día 11 de octubre de 2009, se expidió el decreto presidencial por el cual se extinguió el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro (LFC), que hasta esa fecha tenía a su cargo la distribución y venta de toda la energía eléctrica que se consume en la Zona Metropolitana de la Ciudad de México y algunos estados circunvecinos; y, en menor medida, algunas actividades de generación y transmisión de energía.

Mediante este decreto se establece que la liquidación de Luz y Fuerza del Centro estará a cargo del Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE), el que, a solicitud expresa de la Secretaría de Energía por conducto de su Subsecretaría de Electricidad, en términos de lo establecido en el Artículo 2 del decreto mencionado, ha puesto a disposición de CFE los bienes necesarios para asegurar la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica mencionada. Dichos bienes siguen afectos a la prestación del servicio público de energía eléctrica conforme a lo dispuesto en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

A efecto de dar cumplimiento al referido decreto, el SAE y la CFE celebraron un convenio mediante el que se acuerda llevar a cabo un inventario de los bienes, derechos accesorios y asociados necesarios para la adecuada prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica citada anteriormente. En este convenio también se acuerda que a partir de la entrada en vigor del decreto antes referido, CFE se hará cargo de la facturación del servicio de energía eléctrica a la zona mencionada que comprende más de 6 millones de clientes, asumiendo los costos de distribución y comercialización correspondientes, en adición al costo de la generación de la energía eléctrica.

El Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (SAE) y la CFE ratificaron el contrato de comodato el 11 de agosto de 2010, a fin de que la CFE siga utilizando gratuitamente los bienes para la prestación del servicio público de energía eléctrica en el área geográfica que hasta el 10 de octubre de 2009 tenía a su cargo la extinta LFC.

La vigencia del contrato de comodato es de tres años contados a partir del 11 de octubre de 2009; dicha vigencia quedará prorrogada automáticamente por un período de tres años más, salvo pacto en contrario de las partes.

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 \$ 106,496,000, mismo que la CFE ha registrado en cuentas de orden, este importe comprende tanto infraestructura eléctrica como bienes muebles e inmuebles.

7. Materiales para operación

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, los materiales para operación se integran como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Refacciones y equipo	\$ 14,320,485	\$ 14,466,582
Combustibles y lubricantes	12,931,752	9,500,992
Combustible nuclear	<u>2,834,486</u>	<u>2,678,773</u>
	30,086,723	26,646,347
Estimación por obsolescencia	<u>(225,659)</u>	<u>(344,602)</u>
Total	<u>\$ 29,861,064</u>	<u>\$ 26,301,745</u>

8. Plantas, instalaciones y equipos

Los saldos de plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como se muestra en la siguiente página:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Plantas, instalaciones y equipos, neto	\$ 653,254,669	\$ 636,580,288
Obras en proceso	23,467,909	22,329,097
Materiales para construcción	<u>11,187,129</u>	<u>10,317,450</u>
	687,909,707	669,226,835
Certificados bursátiles por disponer	761,659	545,397
Activo fijo fuera de uso	<u>1,434,062</u>	<u>1,434,062</u>
Total	<u>\$ 690,105,428</u>	<u>\$ 671,206,294</u>

Plantas, instalaciones y equipos en operación - Los saldos de las plantas, instalaciones y equipos al 31 de diciembre de 2011 y 2010, que incluyen los equipos en arrendamiento, se integran como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Plantas, instalaciones y equipos:		
Vapor	\$ 278,381,531	\$ 274,892,885
Hidroeléctricas	164,790,960	163,709,737
Nucleoeléctrica	68,618,967	62,172,043
Turbogas y ciclo combinado	52,674,579	51,490,628
Geotérmicas	22,912,837	22,676,442
Combustión interna	5,422,148	5,589,402
Instalaciones no convencionales	3,889,477	3,966,860
Líneas de transmisión y subestaciones de transformación	358,918,337	341,542,563
Redes de distribución	150,092,129	141,538,625
Terrenos en proceso de regularización	583,518	563,308
Edificios administrativos y otros	<u>92,045,068</u>	<u>94,376,081</u>
	1,198,329,551	1,162,518,574
Menos:		
Depreciación acumulada	<u>(545,074,882)</u>	<u>(525,938,286)</u>
Total	<u>\$ 653,254,669</u>	<u>\$ 636,580,288</u>

Durante los últimos años, debido a la reducción de los presupuestos anuales, la CFE no ha cumplido íntegramente con el mantenimiento requerido, consecuentemente, esta situación pudiera afectar la vida útil de ciertas plantas. No obstante lo anterior, las erogaciones efectuadas por este concepto durante 2011 y 2010 se estiman suficientes para que las plantas, instalaciones y equipos continúen operando adecuadamente.

Obras en proceso - Los saldos de obras en proceso al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Planta:		
Geotérmicas	\$ 1,641,576	\$ 2,223,737
Vapor	880,796	927,928
Hidroeléctricas	4,260,890	3,122,334
Combustión interna	128,012	208,531
Turbogas y ciclo combinado	690,523	692,383
Nucleoeléctricas	372,495	331,534
Líneas, redes y subestaciones	12,720,617	11,659,390
Oficinas e instalaciones generales	1,361,838	1,030,190
Anticipos para construcción	<u>1,411,162</u>	<u>2,133,070</u>
Total	<u>\$ 23,467,909</u>	<u>\$ 22,329,097</u>

Durante los años terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, las partidas capitalizadas en obras en proceso, de acuerdo con la política descrita en la Nota 3-d ascendieron a \$3,930,427 y \$ 2,956,982, respectivamente (\$1,557,695 y \$1,265,057 de gastos administrativos, \$176,286 y \$82,375 de depreciación y \$2,196,446 y \$ 1,609,550 de incremento a la reserva de jubilación y primas de antigüedad, al 31 de diciembre de 2011 y 31 de diciembre de 2010, respectivamente).

Materiales para construcción - Los saldos de materiales para construcción al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integran como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Refacciones y equipo	\$ 9,435,479	\$ 8,779,558
Materiales en poder de terceros	1,751,501	1,537,743
Equipo en tránsito	<u>149</u>	<u>149</u>
Total	<u>\$ 11,187,129</u>	<u>\$ 10,317,450</u>

Activos fijos fuera de uso – El saldo de los activos fijos fuera de uso al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integra como sigue:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán	<u>\$ 1,434,062</u>	<u>\$ 1,434,062</u>

9. Instrumentos financieros derivados

Los saldos al 31 de diciembre de 2011 y 2010 de los instrumentos financieros derivados e intereses son como sigue:

	2011	2010
<u>Con fines de cobertura</u>		
Activo	\$ 11,442,807	\$ 11,516,167
Pasivo	11,233,073	12,606,606
<u>Con fines de negociación</u>		
Activo	6,572,191	5,738,461
Pasivo	5,857,855	4,921,189
<u>Total Instrumentos Financieros Derivados</u>		
Activo	\$ 18,014,998	\$ 17,254,628
Pasivo	\$ 17,090,928	\$ 17,527,795

- *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 se muestra a continuación:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

		Tipo de cambio (Diciembre 2011)	Moneda nacional (miles de pesos)
Bienes a recibir (activo)	32,000'000,000 yenes	0.1813	5,801,600
Bienes a entregar (pasivo)	269'474,000 dólares	13.9904	(3,770,049)
Bienes a recibir, neto			<u>2,031,551</u>

A partir del 17 de marzo de 2003 y hasta el 17 de septiembre de 2032, la CFE está obligada a realizar pagos semestrales por la cantidad de 11'344,855.40 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 21 años es de 476'483,926 dólares americanos y el monto total que recibirá será de 25,737'600,000 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 ganancia extraordinaria estimada al 31 de diciembre de 2011, en 51'059,069 de dólares americanos, aproximadamente. La ganancia fue estimada por J. Aron & Company (agente de cálculo), tomando como base el valor razonable de la cobertura a la fecha de la estimación.

• Los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura al 31 de diciembre de 2011 se detallan a continuación:

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 recibido	Tasa / tipo de moneda pago	% cobierto
CREDIT SUISSE	\$ 1,301,299	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,236,224	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ 111,126	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	8.8950%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 1,606,669	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,526,335	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ 119,212	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0700%	95%
DEUTSCHE BANK	\$ 650,844	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 615,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (6,948)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
ING BANK	\$ 2,281,461	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 2,187,417	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ 119,514	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 650,844	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 615,112	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (6,951)	5 de abril de 2004	23 de diciembre de 2013	CETES 182 + 0.85%	9.0000%	95%
GOLDMAN SACHS	\$ 174,283	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 165,550	Tasa de interés CETES 182 + 0.85%	\$ (1,440)	5 de abril de 2004	23 de diciembre 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 + 0.85%	\$ 13,662	21 de noviembre de 2005	21 de mayo de 2014	CETES 182 + 0.65%	8.1900%	85%
ING BANK	\$ 592,519	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 504,486	Tasa de interés CETES 182 + 0.65%	\$ (10,372)	2 de enero de 2006	2 de julio de 2014	CETES 182 + 0.65%	8.8500%	85%
ING BANK	\$ 569,383	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 510,636	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (10,544)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8900%	95%
BANCOMER	\$ 510,636	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ (9,661)	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (9,661)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8900%	95%
ING BANK	\$ 804,954	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 850,208	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (18,003)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8900%	100%
BANCOMER	\$ 539,688	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 787,208	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (15,023)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7800%	95%
SANTANDER SERFIN	\$ 1,072,518	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,018,623	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (19,265)	17 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8900%	95%
ING BANK	\$ 1,005,469	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,005,343	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (19,419)	16 de diciembre de 2005	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8900%	95%
HSBC	\$ 1,251,658	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,215,305	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (22,584)	24 de febrero de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.8600%	100%
HSEC	\$ 1,038,911	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,038,911	Tasa de interés CETES 91 + 0.75%	\$ (19,190)	1 de marzo de 2006	6 de marzo de 2015	CETES 91 + 0.75%	8.7800%	97%
BANAMEX	\$ 1,702,518	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,617,350	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (87,635)	7 de diciembre de 2007	28 de mayo de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.1950%	95%
BANAMEX	\$ 388,087	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 350,538	Tasa de interés CETES 182 + 0.25%	\$ (17,993)	15 de febrero de 2008	4 de agosto de 2017	CETES 182 + 0.25%	8.2200%	95%
BANAMEX	\$ 787,092	Cambiar de tasa flotante a tasa fija	\$ 1,248,020	Tasa de interés CETES 91 + 0.50%	\$ (48,348)	6 de diciembre de 2007	23 de febrero de 2017	CETES 91 + 0.50%	8.3650%	95%
CREDIT SUISSE	\$ 16,788	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 12,002	Tasa de cambio USD / Peso Mexicano	\$ (32,241)	24 de abril de 2008	11 de enero de 2019	CETES 91 + 0.45%	7.9000%	100%
CREDIT SUISSE	\$ 10,729	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 8,311	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ 15,896	24 de enero de 2005	24 de julio de 2021	Dólares americanos	Pesos	72%
DEUTSCHE BANK	\$ 208,188	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 171,323	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ 11,374	2 de febrero de 2005	2 de febrero de 2023	Dólares americanos	Pesos	77%
GOLDMAN SACHS	\$ 49,296	Cambiar de Dólares a Pesos	USD 40,977	Tipo de cambio USD / Peso Mexicano	\$ 290,161	3 de mayo de 2005	21 de junio de 2021	Dólares americanos	Pesos	82%
GOLDMAN SACHS	\$ 200,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 186,557	Tipo de cambio USD / Tasa LIBOR	\$ 52,992	28 de marzo de 2005	28 de marzo de 2022	Dólares americanos	Pesos	83%
DEUTSCHE BANK	\$ 220,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 166,567	Tipo de cambio USD / Tasa LIBOR	\$ 91,917	15 de diciembre de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	93%
GOLDMAN SACHS	\$ 106,450	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,562	Tipo de cambio USD / Tasa LIBOR	\$ (13,086)	15 de junio de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	\$ 105,460	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 96,562	Tipo de cambio USD / Tasa LIBOR	\$ (9,483)	15 de junio de 2008	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%
DEUTSCHE BANK	\$ 265,000	Cambiar de Dólares con Tasa LIBOR a Pesos con Tasa Fija	USD 233,750	Tipo de cambio USD / Tasa LIBOR	\$ 45,724	15 de junio de 2009	15 de diciembre de 2036	Dólares americanos a Tasa LIBOR	Pesos a Tasa Fija	92%

Valor de Mercado (Mark to Market)

El neto del valor de mercado limpio de los instrumentos financieros derivados con fines de cobertura (Mark to Market) al 31 de diciembre de 2011 asciende a \$154,654 (miles de pesos) que se incluyen en el patrimonio y está integrado por \$361,834 en contra de CFE, incluidos en el valor del pasivo del rubro de instrumentos financieros y \$516,488 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.

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.
(International Swaps and Derivatives Association)

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 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.

Al 31 de diciembre de 2011, 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:

1. La contratación de derivados financieros con condiciones distintas a los de la posición primaria y/o subyacente a cubrir
2. La liquidación de posiciones
3. 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.

10. Deuda documentada

Los saldos de la deuda documentada al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como sigue:

Deuda externa	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2011		2010	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.904 a diciembre de 2011 y de \$ 12.3571 para diciembre de 2010	Bancaños						
	Bilateral	Fija y variable - 1.74%	Varios hasta 2023	4,852,442	346,841	339,528	27,476
	Bonos	Fija y variable - 4.18%	Varios hasta 2036	16,963,360	1,212,500	5,042,930	408,100
	Revolventes	Fija y variable - 1.54%	Varios hasta 2016	1,706,088	121,947	2,730,919	221,000
	Sindicado	Variable - 1.73%	Varios hasta 2014	27,980,800	2,000,000	1,384,493	112,040
	Fideicomiso					24,714,201	2,000,000
						35,614	2,882
Suman dólares americanos				<u>51,502,690</u>	<u>3,681,288</u>	<u>34,247,685</u>	<u>2,771,498</u>
En euros: al tipo de cambio por euros de \$ 18.1595 a diciembre de 2011 y de \$ 16.5733 para diciembre de 2010	Bilateral	Fija y variable - 2.29%	Varios hasta 2024	670,231	36,908	702,737	42,402
	Revolventes	Fija - 4.15%	Varios hasta 2016	109,846	6,049	115,650	6,978
Suma euros				<u>780,077</u>	<u>42,957</u>	<u>818,387</u>	<u>49,380</u>
En francos suizos: al tipo de cambio por franco suizo de \$ 14.9199 a diciembre de 2011 y de \$ 13.2757 para diciembre de 2010	Bilateral	Variable - 0.49%	Varios hasta 2014	831,401	55,724	1,218,965	91,819
	Revolventes	Fija - 1.54%	Varios hasta 2016	713,407	47,816	602,207	45,362
Suman francos suizos				<u>1,544,808</u>	<u>121,098</u>	<u>1,821,172</u>	<u>137,181</u>
En coronas suecas: al tipo de cambio por corona sueca de \$ 2.0378 a diciembre de 2011 y de \$ 1.8392 para diciembre de 2010	Bilateral	Fija - 3.51%	Varios hasta 2015	31,066	15,245	21,477	11,678
				<u>31,066</u>	<u>15,245</u>	<u>21,477</u>	<u>11,678</u>
Suman coronas suecas							
En yenes japoneses: al tipo de cambio por yen japonés de \$ 0.1813 a diciembre 2011 y de yen japonés \$ 0.1526 para diciembre de 2010	Bilateral	Fija - 1.92%	Varios hasta 2018	1,435,356	7,917,022	1,164,281	7,629,629
Bono		3.83%	Varios hasta 2032	5,801,600	32,000,000	4,883,200	32,000,000
Bienes recibidos por instrumentos financieros, neto (Nota 10-b)				(2,031,551)	-	(1,553,283)	-
				<u>3,770,049</u>	<u>32,000,000</u>	<u>3,329,917</u>	<u>32,000,000</u>
Suman yenes japoneses				<u>5,205,405</u>	<u>39,917,022</u>	<u>4,494,198</u>	<u>39,629,629</u>
Total deuda externa				<u>\$ 59,064,047</u>	<u>\$ 43,760,052</u>	<u>\$ 41,402,919</u>	<u>\$ 42,599,366</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Deuda interna	Tipo de crédito	Tasa de interés ponderada	Vencimientos	2011		2010	
				Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)	Moneda nacional	Moneda extranjera (Miles)
En dólares americanos: al tipo de cambio por dólar de \$ 13.9904 a diciembre de 2011 y de \$ 12.3571 para diciembre de 2010							
Suman dólares americanos							
Moneda nacional							
			Varios hasta 2013	\$ 49,570	3,543	\$ 236,085	19,105
				<u>49,570</u>	<u>3,543</u>	<u>236,085</u>	<u>19,105</u>
			Varios hasta 2023	26,000,000		14,500,000	
			Varios hasta 2012	2,000,000		2,006,649	
			Varios hasta 2020	29,000,000		14,000,000	
Suman pesos mexicanos				<u>57,000,000</u>		<u>30,506,649</u>	
Total deuda interna				<u>\$ 57,049,570</u>		<u>\$ 30,742,734</u>	
Resumen							
Total deuda interna				\$ 59,064,047		\$ 41,402,919	
Total deuda externa				<u>57,049,570</u>		<u>30,742,734</u>	
Total deuda documentada				<u>\$ 116,113,617</u>		<u>\$ 72,145,653</u>	
Total a corto plazo				\$ 12,912,137		\$ 12,521,710	
Total a largo plazo				<u>103,201,480</u>		<u>59,623,943</u>	
Total del corto y largo plazo				<u>\$ 116,113,617</u>		<u>\$ 72,145,653</u>	
a. El pasivo a corto plazo y largo plazo de deuda titulada, vence como sigue:							
				31-12-2011		Importe	
				2012		2,000,000	
				2013		49,570	
				2014		28,812,201	
				2015		31,066	
				2016		2,529,341	
				2018		1,435,356	
				2020		29,000,000	
				2023		30,852,442	
				2024		670,231	
				2032		3,770,049	
				2036		16,963,360	
						<u>\$ 116,113,617</u>	

b. Deuda titulada

El 3 de diciembre de 2010, se efectuó una emisión de certificados bursátiles para financiar necesidades generales de tesorería por un total de \$14,000 millones de pesos nominales. Esta emisión se colocó en dos tramos: el primero a plazo de 10 años por \$ 9,000 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual fija de 7.96% y el segundo tramo a plazo de 4 años por \$ 5,000 millones de pesos nominales, pagando una tasa de interés anual equivalente a TIIE más 0.26%.

El 26 de mayo de 2011, CFE llevó a cabo una emisión en los mercados internacionales de deuda al colocar U.S. \$ 1,000 millones a una tasa de rendimiento al vencimiento de 4.976% a un plazo de 10 años. Esta tasa representa un diferencial de 180 puntos base por encima de los bonos del tesoro de los Estados Unidos de América.

Cabe mencionar que la transacción constituye la primera emisión de CFE en los mercados internacionales de deuda (formato 144/A Reg S) desde hace más de 15 años. Más aún, la tasa cupón de 4.875% es la más baja que se haya conseguido por un emisor Mexicano soberano o cuasi-soberano en una emisión denominada en dólares de los Estados Unidos de América a 10 años.

Los recursos de la emisión se destinarán a los programas de mantenimiento, así como para reforzar la infraestructura de CFE.

11. Pasivo PIDIREGAS

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010 la deuda correspondiente a la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PIDIREGAS se registró con apego a la NEIFGSP 009 "Norma para el tratamiento contable de las inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva a Largo Plazo", se muestran en forma resumida a continuación:

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
		Moneda nacional		Moneda extranjera		Moneda nacional		Moneda extranjera	
		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Deuda externa									
393.31 millones de dólares	2011	\$ -	\$ -	-	-	\$ 531,003	-	42,972	-
479.71 millones de dólares	2013	517,101	208,555	36,961	14,907	603,011	640,940	48,799	51,868
1,444.09 millones de dólares	2014	1,071,969	3,218,210	76,622	230,030	1,148,026	3,789,325	92,904	306,652
475.26 millones de dólares	2015	420,936	1,325,103	30,087	94,715	446,311	1,542,199	36,118	124,803
661.72 millones de dólares	2016	694,675	2,672,033	49,654	190,990	594,206	2,973,663	48,086	240,644
56.00 millones de dólares	2017	72,304	256,321	5,168	18,321	63,863	290,260	5,168	23,489
701.22 millones de dólares	2019	179,632	1,814,895	12,840	129,724	140,643	1,761,678	11,382	142,564
273.01 millones de dólares	2020	381,956	2,864,671	27,301	204,760	337,365	2,867,602	27,301	232,061
491.64 millones de dólares	2029	382,122	6,393,827	27,313	457,015	-	-	-	-
607.39 millones de dólares	2036	284,892	6,837,388	20,364	488,721	251,634	6,290,794	20,363	509,083
Suma deuda externa		4,005,587	25,591,003	286,310	1,829,183	4,116,062	20,156,461	333,093	1,631,164

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Valor del crédito	Vigencia del contrato	Saldos al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldos al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Moneda nacional	Moneda extranjera	Moneda nacional	Moneda extranjera
		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
Deuda interna					
4,693.87 millones de pesos	2013	469,387	469,234	428,793	857,433
5,608.07 millones de pesos	2014	560,807	824,297	601,401	1,466,293
5,628.79 millones de pesos	2015	554,424	1,386,061	577,238	2,009,243
11,744.06 millones de pesos	2016	1,045,397	5,416,419	1,046,206	4,673,814
6,291.20 millones de pesos	2017	639,792	2,817,852	616,169	3,339,938
6,146.22 millones de pesos	2018	623,027	2,559,376	681,871	3,564,887
10,824.86 millones de pesos	2019	1,538,835	8,943,776	929,768	7,151,489
13,294.16 millones de pesos	2020	1,488,939	9,829,280	906,028	6,893,661
4,798.58 millones de pesos	2021	504,278	4,031,960	420,738	3,753,278
1,178.20 millones de pesos	2022	78,547	746,196	78,547	824,743
630.14 millones de pesos	2024	201,720	2,363,009	262,503	3,077,549
2,491.18 millones de pesos	2036	83,664	2,007,945	83,665	2,091,608
Suma deuda interna		7,788,818	41,395,405	6,632,927	39,703,936
Suma de PIDIREGAS		11,794,405	66,986,407	10,748,989	59,860,397
Total de PIDIREGAS			\$ 78,780,813		\$ 70,609,385

Al 31 de diciembre de 2011 y de 2010, las deudas contratadas para la adquisición de plantas, instalaciones y equipos por medio de PROMECOS, se incluyen en forma detallada como sigue:

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pagados equivalentes a las rentas intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios	Principal	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)						
							Monto nacional		Monto extranjero		Monto nacional		Monto extranjero				
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo			
PUNTEGAS																	
DEUDA EXTERNA																	
4 unidades integradas hidroeléctricas con capacidad de 100 MW para la C. C. Cerro Prieto IV	103.34 millones de dólares estadounidenses	71.32 millones de dólares estadounidenses de intereses	103.34 millones de dólares estadounidenses	Principal 51,299.94 millones (52.92 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 597.71 millones (68.46 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 73.02 millones (5.22 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2015	1,445,712	\$	14,634	\$	131,090	1,046	\$	99,845	\$	128,712	8,080	10,416
1 módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 423.3 MW, de la C. C. Chichasua	277.37 millones de dólares estadounidenses	157.72 millones de dólares estadounidenses de intereses	277.37 millones de dólares estadounidenses	Principal 51,385.33 millones (52.39 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 2,088.46 millones (149.28 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 75.67 millones (5.27 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2016	3,880,461	\$	302,975	\$	394,252	21,656	\$	267,604	\$	617,596	21,656	46,979
2 módulos tipo ciclo combinado, con una capacidad de 437 MW para ambos, de la C. C. Manzanillo II	351.09 millones de dólares estadounidenses	207.34 millones de dólares estadounidenses de intereses	351.09 millones de dólares estadounidenses	Principal 51,811.72 millones (52.74 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 3,787.67 millones (170.73 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 203.80 millones (145.57 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2014	4,432,038	\$	-	\$	830,316	58,634	\$	0	\$	774,549	0	58,634
1 Unidad termoeléctrica de 39.7 MW, de la C. D. Puerto San Carlos II	61.21 millones de dólares estadounidenses	26.11 millones de dólares estadounidenses de intereses	61.21 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 694.22 millones (6,171 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 407.23 millones (59.11 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 15.26 millones (1.09 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2011	859,320	\$	-	\$	-	-	\$	111,467	\$	-	9,320	0
Un módulo tipo ciclo combinado, con una capacidad de 497.6 MW, de la C. C. Roberto II	307.45 millones de dólares estadounidenses	338.46 millones de dólares estadounidenses de intereses	307.45 millones de dólares estadounidenses	Principal \$ 2,027.51 millones (1,646.92 millones de dólares estadounidenses) Intereses \$ 3,700.11 millones (2,644.47 millones de dólares estadounidenses) Impuestos y honorarios fiduciarios \$ 113.78 millones (25.58 millones de dólares estadounidenses)	Hasta el año 2016	4,306,992	\$	293,609	\$	1,985,674	20,986	\$	141,945	\$	2,013,366	19,419	182,932

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos parciales equivalentes a las rentas otros y honorarios financieros		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)						
		Intereses, impuestos, otros y honorarios financieros estadounidenses de fiduciarios	Principal			Módulo Nacional		Módulo exportadora						
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo					
L. T. 307 NOROESTE	24.34 millones de dólares estadounidenses	12.47 millones de dólares estadounidenses de intereses	24.34 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2011	340,516 \$	\$	-	30,076	0	2,434	0			
L. T. 308 NOROESTE	44.13 millones de dólares estadounidenses	21.14 millones de dólares estadounidenses de intereses	44.13 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2011	617,404 \$	\$	-	54,533	0	4,413	0			
C. G. LOS AJURES II y CAUPO GUATEMALA	53.90 millones de dólares estadounidenses	15.70 millones de dólares estadounidenses de intereses	53.90 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	754,036 \$	\$	74,008	76,197	5,446	132,705	5,400	10,739		
C. H. MANUEL MORENO TORRES (CHICASÉN)	76.50 millones de dólares estadounidenses	26.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	76.50 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2016	1,070,268 \$	\$	98,091	\$	289,006	7,011	342,701	7,011	27,733	
L. T. 405 RED ASOCIADA A TUPÁN II, III y IV	121.94 millones de dólares estadounidenses	43.95 millones de dólares estadounidenses de intereses	121.94 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	1,582,699 \$	\$	80,636	\$	103,606	5,714	162,735	13,169	13,169	
L. T. 407 RED ASOCIADA A ALTAMIRA II, III y IV	297.60 millones de dólares estadounidenses	117.79 millones de dólares estadounidenses de intereses	297.60 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	4,163,388 \$	\$	202,783	\$	81,419	14,494	231,199	377,319	30,025	20,328

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos retrasados, impagos, otros y honorarios fiduciarios		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)										
		Principales			Monto nacional		Monto extranjera		Monto nacional										
		Intereses, impuestos, impagos y honorarios fiduciarios	Principales		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo									
L. T. 403 NACIOZARI - NOGALES AREAS NOROESTE	44.63 millones de dólares estadounidenses	0.36 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios fiduciarios	15.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	Hasta el año 2013	\$ 47,450	\$ 5,922	3,420	424	56,376	47,833	3,444								
L. T. 411 SISTEMA NACIONAL	85.66 millones de dólares estadounidenses	26.07 millones de dólares estadounidenses de intereses	83.58 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	\$ 74,265	\$ 39,485	5,315	4,252	110,615	118,223	8,952								
L. T. 409 MANUEL MORENO TORRES RED ASOCIADA	101.86 millones de dólares estadounidenses	26.56 millones de dólares estadounidenses de intereses	101.36 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	\$ 142,510	\$ 213,763	10,186	15,279	125,073	314,482	25,464								
SE 401 OCCIDENTAL - CENTRAL	64.30 millones de dólares estadounidenses	22.35 millones de dólares estadounidenses de intereses	64.30 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	\$ 35,227	\$ 25,274	3,948	1,807	82,865	71,103	6,706								
SE 402 ORIENTAL PENINSULAR	73.13 millones de dólares estadounidenses	18.46 millones de dólares estadounidenses de intereses	73.13 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	\$ 102,307	\$ 51,153	7,313	3,656	90,363	135,549	10,369								
L. T. 403 NOROESTE	72.49 millones de dólares estadounidenses	26.80 millones de dólares estadounidenses de intereses	72.49 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	\$ 21,930	\$ 2,747	1,569	196	97,495	21,813	7,485								

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas, intereses, impuestos, otros y honorarios reducidos	Principal	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (millas)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (millas)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (millas)			
						MOROSA RECOPAL		MOROSA OCCIDENTAL		MOROSA NACIONAL		MOROSA ORIENTAL	
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
L. T. 414 NOROCCIDENTE - NORTE	40.30 millones de dólares estadounidenses	13.00 millones de dólares estadounidenses de impuestos y honorarios	40.30 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2011	566,576 \$	\$	-	-	-	54,187	0	4,385	0
SE LOS COMPENSACION ALTA TENSION	3.50 millones de dólares estadounidenses	2.10 millones de dólares estadounidenses de intereses	3.50 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	120,154 \$	\$	72,015 \$	6,219	859	10,613	16,194	859	1,311
L. T. 410 SISTEMA NACIONAL	172.17 millones de dólares estadounidenses	63.72 millones de dólares estadounidenses de intereses	172.17 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	2,422,784 \$	\$	217,035 \$	86,272	15,813	216,471	268,339	17,318	21,715
BI SAUZ CONVERSION DE T. G. & C. C.	56.60 millones de dólares estadounidenses	15.60 millones de dólares estadounidenses de intereses	56.60 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	795,455 \$	\$	66,288 \$	198,844	4,728	56,549	234,197	4,728	18,852
L. T. 414 NORTE OCCIDENTAL	65.87 millones de dólares estadounidenses	19.50 millones de dólares estadounidenses de intereses	65.87 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	918,285 \$	\$	91,878 \$	132,411	6,667	81,152	187,206	6,667	13,174
L. T. 503 ORIENTAL NORTE	3.80 millones de dólares estadounidenses	1.16 millones de dólares estadounidenses de intereses	3.80 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	53,146 \$	\$	5,315 \$	13,287	382	4,684	16,430	382	1,330
L. T. 505 SALTILLO - CANADA	57.78 millones de dólares estadounidenses	15.28 millones de dólares estadounidenses de intereses	57.78 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	838,343 \$	\$	80,824 \$	121,251	5,778	71,397	178,493	5,778	14,445

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas intereses, impuestos, otros y honorarios financieros	Pago hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
						MONTA NACIONAL		MONTA EXTRANJERA		MONTA NACIONAL		MONTA EXTRANJERA	
						CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
SE 412 COMPENSACION NORTE	22.00 millones de dólares estadounidenses	5.42 millones de dólares estadounidenses de intereses	22.00 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	307,747 \$	30,775 \$	15,387	2,300	1,100	27,182	40,773	2,300	3,300
SE 413 NOROCCIDENTE - OCCIDENTAL	23.10 millones de dólares estadounidenses	6.06 millones de dólares estadounidenses de intereses	23.10 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	323,112 \$	32,311 \$	48,467	2,310	3,464	28,539	71,348	2,310	5,774
SE 503 ORIENTAL	21.40 millones de dólares estadounidenses	5.42 millones de dólares estadounidenses de intereses	21.40 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2013	239,417 \$	29,942 \$	14,971	2,140	1,070	26,446	39,649	2,140	3,210
SE 504 NORTE OCCIDENTAL	31.71 millones de dólares estadounidenses	8.33 millones de dólares estadounidenses de intereses	31.71 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	463,648 \$	46,365 \$	43,292	3,771	3,094	39,185	77,463	3,171	6,265
C. C. I. BAJA CALIFORNIA SUR I	36.00 millones de dólares estadounidenses	16.23 millones de dólares estadounidenses de intereses	36.00 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2017	789,488 \$	72,304 \$	256,321	5,168	18,321	63,883	290,260	5,168	23,489
L. T. 610 TRANSMISION NOROCCIDENTE NORTE (FASE I)	24.63 millones de dólares estadounidenses	7.50 millones de dólares estadounidenses de intereses	24.63 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	344,612 \$	34,461 \$	86,152	2,493	6,138	30,438	106,333	2,463	8,421
L. T. 612 SUBTRANSMISION NOROCCIDENTE NORTE (FASE I)	5.01 millones de dólares estadounidenses	1.53 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.01 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	70,126 \$	7,013 \$	17,331	501	1,253	6,194	21,679	501	1,754

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)				
		Intereses, impuestos, otros y honorarios financieros				Principal	Monto total		Monto total		Monto total		Monto total	
		Intereses, impuestos, otros y honorarios financieros	Principal				Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
L. T. 613 SUBTRANSMISION OCCIDENTAL	7.39 millones de dólares estadounidenses	2.15 millones de dólares estadounidenses de intereses	7.39 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	101,320 \$	10,332 \$	25,830 \$	739	1,546	9,126	31,940	739	2,586	
L. T. 614 SUBTRANSMISION ORIENTAL FASE I	12.17 millones de dólares estadounidenses	3.37 millones de dólares estadounidenses de intereses	12.17 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	170,313 \$	17,031 \$	42,278 \$	1,218	3,043	15,043	52,651	1,217	4,261	
L. T. 712 BAT DE LA CCI BAJA CALIFORNIA SUR I	21.18 millones de dólares estadounidenses	5.32 millones de dólares estadounidenses de intereses	21.18 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	296,300 \$	29,630 \$	44,445 \$	2,118	2,177	26,171	65,427	2,118	5,295	
SE 607 SISTEMA BAJIO - ORIENTAL	4.90 millones de dólares estadounidenses	1.37 millones de dólares estadounidenses de intereses	4.90 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2014	68,493 \$	6,849 \$	10,274 \$	490	725	6,050	15,124	490	1,224	
SUMINISTRO DE VAPOR A LAS CENTRALES DE CERRO PRIETO	13.12 millones de dólares estadounidenses	3.08 millones de dólares estadounidenses de intereses	13.12 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	163,593 \$	16,359 \$	43,898 \$	1,313	3,281	16,216	56,756	1,312	4,593	
OPF 062 CCE PACIFICO	272.01 millones de dólares estadounidenses	64.74 millones de dólares estadounidenses de intereses	273.01 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2020	3,819,861 \$	381,956 \$	2,864,671 \$	27,302	204,700	337,265	2,867,602	27,301	232,061	
C.H. EL CAJON	602.39 millones de dólares estadounidenses	131.48 millones de dólares estadounidenses de intereses	607.39 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2024	8,497,559 \$	726,391 \$	6,837,318 \$	20,364	488,720	251,432	6,296,794	20,363	509,083	

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados en el contrato a las entidades o a los honorarios (dólares)		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Intereses	Principales			Monto nacional		Monto nacional	
		Intereses	Principales			Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
L. T. 710 RED ASOCIADA A CC ALTAMBA Y	14.40 millones de dólares estadounidenses	4.03 millones de dólares estadounidenses de intereses	14.40 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	201,427 \$	20,144 \$	50,307 \$	17,791 \$	62,269 \$
									3,399 \$
									1,440 \$
									5,039 \$
RM BOTELLO	6.35 millones de dólares estadounidenses	1.84 millones de dólares estadounidenses de intereses	6.35 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	88,812 \$	8,281 \$	22,203 \$	7,844 \$	27,455 \$
									1,387 \$
									635 \$
									2,222 \$
RM CARSON II	7.78 millones de dólares estadounidenses	2.34 millones de dólares estadounidenses de intereses	7.78 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	108,887 \$	10,889 \$	27,222 \$	9,818 \$	33,641 \$
									1,946 \$
									778 \$
									2,774 \$
RM DOS BOCAS	14.40 millones de dólares estadounidenses	4.39 millones de dólares estadounidenses de intereses	14.40 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	201,512 \$	20,151 \$	50,378 \$	17,799 \$	62,295 \$
									3,605 \$
									1,440 \$
									5,041 \$
RM COMEZ PALACIO	9.56 millones de dólares estadounidenses	2.66 millones de dólares estadounidenses de intereses	9.56 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	133,700 \$	13,370 \$	33,403 \$	11,809 \$	41,332 \$
									2,389 \$
									936 \$
									3,345 \$
RM XTACQUITLAN	0.92 millones de dólares estadounidenses	0.25 millones de dólares estadounidenses de intereses	0.92 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	12,805 \$	1,281 \$	3,201 \$	1,131 \$	3,459 \$
									229 \$
									92 \$
									320 \$
RM TUSPANGO	1.93 millones de dólares estadounidenses	0.58 millones de dólares estadounidenses de intereses	1.93 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	27,063 \$	2,706 \$	6,767 \$	2,390 \$	8,366 \$
									484 \$
									193 \$
									677 \$
RM CT VALLE DE MEXICO	5.79 millones de dólares estadounidenses	1.73 millones de dólares estadounidenses de intereses	5.79 millones de dólares estadounidenses	Hasta el año 2015	81,004 \$	8,100 \$	20,252 \$	7,155 \$	25,042 \$
									1,448 \$
									579 \$
									2,037 \$

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalente a las rentas		Vigencia del contrato en curso 2013	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)			Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)					
		Intereses, impuestos, otros y honorarios financieros	Principal		Monto nacional		Monto extranjera		Monto nacional				
					Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo			
											Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo
L. T. 602 ORIENTAL-NORTE	125.88 millones de pesos mexicanos	37.97 millones de pesos mexicanos	125.88 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	125,880	12,386	25,176	12,388	37,764				
L. T. 603 SALTILLO - CANADA	2,117.98 millones de pesos mexicanos	877.99 millones de pesos mexicanos	2,117.98 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2013	2,117,980	211,796	211,798	211,798	423,596				
L. T. 715 BAT A LA CENTRAL TAMAZUNCHALE	1,164.18 millones de pesos mexicanos	421.42 millones de pesos mexicanos	1,164.18 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	1,166,182	120,551	442,874	120,551	563,425				
L. T. 309 RED ASOCIADA A C. RÍO BRAVO III	497.45 millones de pesos mexicanos	217.49 millones de pesos mexicanos	497.45 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	497,449	49,745	63,428	49,745	113,173				
SE 413 NOROCCIDENTE - OCCIDENTAL	391.41 millones de pesos mexicanos	391.41 millones de pesos mexicanos	391.41 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	391,408	39,141	76,237	39,141	115,878				
SE 504 NORTE - OCCIDENTAL	147.16 millones de pesos mexicanos	147.16 millones de pesos mexicanos	147.16 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2013	147,164	14,716	14,716	14,716	29,433				
L. T. 609 TRANSMISION NOROCCIDENTAL	1,376.65 millones de pesos mexicanos	513.78 millones de pesos mexicanos	1,376.65 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2015	1,378,651	137,863	344,663	137,863	482,526				
L. T. 610 TRANSMISION NOROCCIDENTAL	1,423.71 millones de pesos mexicanos	626.53 millones de pesos mexicanos	1,423.71 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	1,423,710	142,371	377,656	142,371	519,829				
L. T. 612 SUBTRANSMISION NOROCCIDENTE	261.41 millones de pesos mexicanos	91.35 millones de pesos mexicanos	261.41 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	261,406	26,725	85,244	26,725	111,979				
L. T. 613 SUBTRANSMISION OCCIDENTAL	227.82 millones de pesos mexicanos	109.81 millones de pesos mexicanos	227.82 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2013	227,822	22,814	45,944	22,814	68,738				
L. T. 614 SUBTRANSMISION ORIENTAL	48.72 millones de pesos mexicanos	19.33 millones de pesos mexicanos	48.72 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	48,715	4,890	11,699	4,890	16,589				
L. T. 615 SUBTRANSMISION PENINSULAR FASE I y II	286.37 millones de pesos mexicanos	113.87 millones de pesos mexicanos	286.37 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	286,271	28,162	72,452	28,162	101,613				

Tipo de activo	Valor del crédito	Intereses, impuestos, otros y honorarios facturados	Acervo de los pasivos pasivos equivalentes a las rentas	Vigencia del contrato	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
					Moneda nacional		Moneda extranjera		Moneda nacional		Moneda extranjera	
					Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 057 LT 101 RED DE TRANSMISION ASOCIADA A LA CCC BAJA CALIFORNIA	139.17 millones de pesos mexicanos	35.91 millones de pesos mexicanos	139.17 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2010	14,649	80,571	14,649	93,220	14,649	93,220		
SE 607 SISTEMA 3-AJO-ORIENTAL	806.96 millones de pesos mexicanos	322.34 millones de pesos mexicanos	806.96 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	80,696	85,302	80,696	165,998	80,696	165,998		
SE 611 SUBTRANSMISION BAJA CALIFORNIA - NOROCCIDENTE	330.91 millones de pesos mexicanos	113.29 millones de pesos mexicanos	330.91 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	35,023	118,874	35,023	153,898	35,023	153,898		
SUY SUMINISTRO DE VAPOR A LAS CENTRALES DE CERRO PRIETO	1,091.40 millones de pesos mexicanos	395.28 millones de pesos mexicanos	1,091.40 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	110,443	306,530	110,443	417,373	110,443	417,373		
C. C. HERMOSILLO CONVERSION DE TG A CC	813.96 millones de pesos mexicanos	270.22 millones de pesos mexicanos	813.96 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2015	85,680	214,200	85,680	299,880	85,680	299,880		
OPF 062 CCE PACIFICO	4,237.59 millones de pesos mexicanos	1,221.02 millones de pesos mexicanos	4,237.59 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2019	540,529	2,876,747	540,529	3,422,286	540,529	3,422,286		
C. H. EL CAJON	2,491.18 millones de pesos mexicanos	3,206.12 millones de pesos mexicanos	2,491.18 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	83,664	2,007,945	83,664	2,091,609	83,664	2,091,609		
L. T. 723 LINEAS CENTRO	70.93 millones de pesos mexicanos	13.22 millones de pesos mexicanos	70.93 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	7,330	36,921	7,330	28,252	7,330	28,252		
L. T. 714 SAT A LA C. H. EL CAJON	747.40 millones de pesos mexicanos	231.82 millones de pesos mexicanos	747.40 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	76,792	268,773	76,792	345,565	76,792	345,565		
L. T. 710 RED ASOCIADA A CC ALTAMIRA Y	660.79 millones de pesos mexicanos	261.69 millones de pesos mexicanos	660.79 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	68,422	255,628	68,422	324,050	68,422	324,050		
L. T. 711 RED ASOCIADA A CC LA LAGUNA II	233.12 millones de pesos mexicanos	113.23 millones de pesos mexicanos	233.12 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2014	23,312	46,624	23,312	69,936	23,312	69,936		
OPF 068 RED DE TRANSMISIONES ASOC. AL PACIFICO	527.15 millones de pesos mexicanos	227.38 millones de pesos mexicanos	527.15 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2019	56,849	361,916	56,849	415,765	56,849	415,765		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)						Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)						
		Intereses, impuestos, otros y honorarios reducidos			Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Monto nacional			Monto extranjero			Monto nacional			Monto extranjero		
		Intereses	Principal			Corto plazo	Largo plazo	Monto total	Corto plazo	Largo plazo	Monto total	Corto plazo	Largo plazo	Monto total	Corto plazo	Largo plazo	
L. T. 707 ENLACE NORTE - SUR	378.59 millones de pesos mexicanos	189.85 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 233.54 millones	Principal \$ 233.54 millones	Hasta el año 2014	37,859	56,789		37,859			94,648					
L. T. 717 RIVERA MAYA	422.14 millones de pesos mexicanos	200.30 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 233.54 millones	Principal \$ 233.54 millones	Hasta el año 2014	42,214	84,428		42,214			126,642					
PRESA REGULADORA ANASTA	144.42 millones de pesos mexicanos	51.43 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 144.42 millones	Principal \$ 144.42 millones	Hasta el año 2015	14,442	36,105		14,442			50,546					
RA ADOLFO LOPEZ MATEOS	329.18 millones de pesos mexicanos	117.53 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 211.01 millones	Principal \$ 211.01 millones	Hasta el año 2015	32,918	84,411		32,918			118,329					
RA CARSON II	42.04 millones de pesos mexicanos	20.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 42.04 millones	Principal \$ 42.04 millones	Hasta el año 2014	4,204	8,409		4,204			12,613					
RA CARLOS RODRIGUEZ RIVERO	208.00 millones de pesos mexicanos	67.16 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 110.09 millones	Principal \$ 110.09 millones	Hasta el año 2016	20,800	73,819		20,800			94,619					
RA EMILIO PORTES GIL	2.80 millones de pesos mexicanos	1.41 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 2.80 millones	Principal \$ 2.80 millones	Hasta el año 2014	280	420		280			699					
RA FRANCISCO PEREZ RIOS	1,385.32 millones de pesos mexicanos	401.36 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,385.32 millones	Principal \$ 1,385.32 millones	Hasta el año 2017	138,532	572,661		138,532			831,193					
RA GONZALEZ PALACIO	219.77 millones de pesos mexicanos	66.35 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 116.67 millones	Principal \$ 116.67 millones	Hasta el año 2016	21,976	80,966		21,976			104,100					
RA HUALA	6.24 millones de pesos mexicanos	2.03 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 6.24 millones	Principal \$ 6.24 millones	Hasta el año 2015	624	1,648		624			2,308					
RA JOSE ACEVEDO POZOS (MAZATLAN II)	150.12 millones de pesos mexicanos	42.83 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 79.01 millones	Principal \$ 79.01 millones	Hasta el año 2016	15,024	35,309		15,023			71,111					
RA GERAL MANUEL ALVAREZ MORENO (MAZATLAN II)	525.50 millones de pesos mexicanos	189.14 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 337.02 millones	Principal \$ 337.02 millones	Hasta el año 2018	52,561	134,626		52,561			188,477					
RA C. T. PUERTO LIBERTAD	142.41 millones de pesos mexicanos	51.38 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 142.41 millones	Principal \$ 142.41 millones	Hasta el año 2018	14,241	35,602		14,241			49,843					

Tipo de activo	Valor del crédito MEXICANOS	Monto de los pagos pagados, devueltos e las rentas intereses, impuestos, otros y honorarios financieros		Vigencia del contrato 31/12/2015	Monto total del proyecto (Miles)		Monto excedente		Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Principal MEXICANOS	Intereses MEXICANOS		Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
RM C. T. PUNTA PRIETA	131.63 millones de pesos mexicanos	47.73 millones de pesos mexicanos	131.63 millones de pesos mexicanos	Intereses \$ 47.70 millones	Hasta el año 2016	131,634	46,072	13,163	59,235	13,163	59,235	
RM SALAMANCA	344.54 millones de pesos mexicanos	122.14 millones de pesos mexicanos	344.54 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 217.24 millones Intereses \$ 127.30 millones	Hasta el año 2016	344,537	91,846	35,352	127,197	35,352	127,197	
RM DURANGO	164.27 millones de pesos mexicanos	59.45 millones de pesos mexicanos	164.27 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 105.03 millones Intereses \$ 54.42 millones	Hasta el año 2015	164,322	43,769	17,508	61,277	17,508	61,277	
SE 722 NORTE	83.26 millones de pesos mexicanos	30.21 millones de pesos mexicanos	83.26 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 53.05 millones Intereses \$ 30.21 millones	Hasta el año 2015	83,255	21,936	8,774	30,710	8,774	30,710	
SE 705 CAPACITADORES	37.08 millones de pesos mexicanos	13.16 millones de pesos mexicanos	37.08 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 24.10 millones Intereses \$ 12.97 millones	Hasta el año 2015	37,081	9,270	3,708	12,978	3,708	12,978	
SE 708 COMPENSACION DINAMICA ORIENTAL-NORTE	482.20 millones de pesos mexicanos	177.22 millones de pesos mexicanos	482.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 313.43 millones Intereses \$ 168.77 millones	Hasta el año 2015	482,201	120,580	48,220	168,770	48,220	168,770	
SLT 701 OCCIDENTE - CENTRO	863.38 millones de pesos mexicanos	267.21 millones de pesos mexicanos	863.38 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 596.83 millones Intereses \$ 166.55 millones	Hasta el año 2018	863,327	337,385	89,113	466,498	89,113	466,498	
SLT 702 SURESTE - PENINSULAR	323.31 millones de pesos mexicanos	114.19 millones de pesos mexicanos	323.31 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 176.05 millones Intereses \$ 147.26 millones	Hasta el año 2019	323,310	162,614	32,647	195,261	32,647	195,261	
SLT 703 NOROESTE - NORTE	210.31 millones de pesos mexicanos	70.30 millones de pesos mexicanos	210.31 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 113.02 millones Intereses \$ 57.29 millones	Hasta el año 2016	210,312	76,085	21,242	97,297	21,242	97,297	
SLT 704 BAJA CALIFORNIA - NOROESTE	73.23 millones de pesos mexicanos	26.20 millones de pesos mexicanos	73.23 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 46.25 millones Intereses \$ 26.98 millones	Hasta el año 2015	73,235	19,272	7,709	26,981	7,709	26,981	
SLT 705 SISTEMAS NORTE	1,869.57 millones de pesos mexicanos	606.88 millones de pesos mexicanos	1,869.57 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 960.74 millones Intereses \$ 908.83 millones	Hasta el año 2018	1,869,573	721,328	187,501	938,829	187,501	938,829	
SLT 706 SISTEMAS SUR	1,074.93 millones de pesos mexicanos	368.00 millones de pesos mexicanos	1,074.93 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 678.90 millones Intereses \$ 396.03 millones	Hasta el año	1,074,932	282,877	113,151	396,028	113,151	396,028	

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos			Vigencia del contrato	Monto total del contrato (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
		pagos equivalentes a las rentas					Antes de intereses		Después de intereses		Antes de intereses		Después de intereses	
		Principial	Intereses	Intereses			Principial	Intereses	Principial	Intereses	Principial	Intereses	Principial	Intereses
312.25 millones de pesos mexicanos	809.85 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 404.92 millones	Intereses \$ 236.06 millones	Hasta el año 2016	809,840	80,985	323,940	80,985	404,924	80,985	404,924			
186.06 millones de pesos mexicanos	658.77 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 329.39 millones	Intereses \$ 146.08 millones	Hasta el año 2016	658,772	72,197	256,189	72,197	232,386	72,197	232,386			
370.99 millones de pesos mexicanos	370.99 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 207.07 millones	Intereses \$ 105.53 millones	Hasta el año 2016	370,591	37,289	126,249	37,289	161,517	37,289	161,517			
57.43 millones de pesos mexicanos	57.43 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 29.47 millones	Intereses \$ 12.81 millones	Hasta el año 2016	57,428	6,212	21,743	6,212	27,955	6,212	27,955			
413.24 millones de pesos mexicanos	413.24 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 321.67 millones	Intereses \$ 63.80 millones	Hasta el año 2019	413,340	41,334	289,337	41,334	330,671	41,334	330,671			
96.14 millones de pesos mexicanos	96.14 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 60.72 millones	Intereses \$ 27.76 millones	Hasta el año 2015	96,137	10,120	25,299	10,120	35,819	10,120	35,819			
389.24 millones de pesos mexicanos	389.24 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 192.07 millones	Intereses \$ 77.71 millones	Hasta el año 2017	389,238	42,668	154,565	42,668	197,233	42,668	197,233			
945.18 millones de pesos mexicanos	945.18 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 189.85 millones	Intereses \$ 53.39 millones	Hasta el año 2016	345,182	34,518	120,814	34,518	155,332	34,518	155,332			
481.60 millones de pesos mexicanos	481.60 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 220.00 millones	Intereses \$ 108.81 millones	Hasta el año 2017	481,397	48,798	212,794	48,798	261,892	48,798	261,892			
224.01 millones de pesos mexicanos	224.01 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 106.30 millones	Intereses \$ 50.38 millones	Hasta el año 2017	224,010	23,623	94,084	23,623	117,707	23,623	117,707			
120.48 millones de pesos mexicanos	120.48 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 64.26 millones	Intereses \$ 33.24 millones	Hasta el año 2016	120,480	12,048	42,168	12,048	54,216	12,048	54,216			
57.31 millones de pesos mexicanos	57.31 millones de pesos mexicanos	Principial \$ 30.17 millones	Intereses \$ 15.29 millones	Hasta el año 2016	57,305	6,030	21,105	6,030	27,135	6,030	27,135			

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos destinados equivalentes a las rentas intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Millas)	Monto recibido		Monto pendiente		Monto a pagar		Monto a pagar	
		Principal	Intereses				Monto recibido		Monto pendiente		Monto a pagar			
							Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo		
SE 813 DIVISION BAJO	582.59 millones de pesos mexicanos	157.62 millones de pesos mexicanos	582.59 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 237.75 millones Intereses \$ 115.01 millones	Hasta el año 2018	582,587	58,975	297,848	58,975	352,823				
SLT 801 ALTIPLANO	924.70 millones de pesos mexicanos	277.24 millones de pesos mexicanos	924.70 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 676.52 millones Intereses \$ 221.19 millones	Hasta el año 2017	924,704	94,957	252,822	94,957	447,779				
SLT 802 TAMALIPIAS	776.33 millones de pesos mexicanos	241.29 millones de pesos mexicanos	776.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 349.35 millones Intereses \$ 180.86 millones	Hasta el año 2017	776,331	77,633	349,349	77,633	426,982				
SLT 803 NONE	721.47 millones de pesos mexicanos	215.30 millones de pesos mexicanos	721.47 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 328.14 millones Intereses \$ 157.74 millones	Hasta el año 2017	721,468	74,897	315,725	74,897	393,331				
SLT 806 BAJO	1,044.56 millones de pesos mexicanos	341.58 millones de pesos mexicanos	1,044.56 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 400.39 millones Intereses \$ 217.20 millones	Hasta el año 2020	1,044,559	121,596	502,713	87,317	624,309				
C. E. LA VENTA II	1,178.20 millones de pesos mexicanos	559.50 millones de pesos mexicanos	1,178.20 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 383.46 millones Intereses \$ 335.78 millones	Hasta el año 2022	1,178,204	78,547	746,196	78,547	824,743				
L. T. 904 RAT A CE LA VENTA II	74.80 millones de pesos mexicanos	36.05 millones de pesos mexicanos	74.80 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 37.40 millones Intereses \$ 21.60 millones	Hasta el año 2016	74,804	7,480	29,922	7,480	37,402				
SE 911 NOROESTE	98.36 millones de pesos mexicanos	29.10 millones de pesos mexicanos	98.36 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 44.26 millones Intereses \$ 21.68 millones	Hasta el año 2017	98,359	9,836	44,262	9,836	54,098				
OPF 139 DE 912 DIVISION ORIENTE	160.79 millones de pesos mexicanos	54.67 millones de pesos mexicanos	160.79 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 42.28 millones Intereses \$ 23.22 millones	Hasta el año 2019	160,792	16,910	101,601	16,910	118,512				
OPF 140 DE 914 DIVISION CENTRO SUR	78.05 millones de pesos mexicanos	9.17 millones de pesos mexicanos	78.05 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 4.21 millones Intereses \$ 2.74 millones	Hasta el año 2019	28,049	4,207	19,634	2,805	22,439				
SE 915 OCCIDENTAL	122.00 millones de pesos mexicanos	33.87 millones de pesos mexicanos	122.00 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 42.70 millones Intereses \$ 21.57 millones	Hasta el año 2018	121,999	12,200	67,099	12,200	79,299				
SLT 901 PACIFICO	431.09 millones de pesos mexicanos	116.88 millones de pesos mexicanos	431.09 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 194.85 millones Intereses \$ 72.19 millones	Hasta el año 2018	431,093	44,647	247,592	44,647	286,239				

Tipo de activo	Valor del crédito (\$M. millones de pesos mexicanos)	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato del año	Monto total del crédito (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas				Monto nacional		Monto extranjera	
		Intereses	Principales			Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
SCT 702 ISTMO	\$93.03 millones de pesos mexicanos	271.03 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 384.48 millones	Hasta el año 2017	813,033	87,434	418,719	306,130	87,134
			Intereses \$ 195.98 millones						
SUT 903 CASO NORTE	619.45 millones de pesos mexicanos	203.61 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 332.16 millones	Hasta el año 2016	619,448	64,748	232,540	64,748	297,299
			Intereses \$ 160.19 millones						
OPF 147 CCC BAJA CALIFORNIA	1,157.02 millones de pesos mexicanos	317.39 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 249.26 millones	Hasta el año 2019	1,157,020	115,702	752,063	115,702	867,765
			Intereses \$ 206.78 millones						
FIBRA OPTICA PROYECTO SUR	305.26 millones de pesos mexicanos	87.18 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 143.93 millones	Hasta el año 2019	305,260	33,715	128,633	33,715	164,246
			Intereses \$ 64.24 millones						
FIBRA OPTICA PROYECTO CENTRO	491.87 millones de pesos mexicanos	224.20 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 232.99 millones	Hasta el año 2016	491,868	51,776	207,102	51,776	238,878
			Intereses \$ 151.20 millones						
FIBRA OPTICA PROYECTO NORTE	572.87 millones de pesos mexicanos	183.89 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 226.80 millones	Hasta el año 2020	572,869	51,287	237,788	51,287	289,075
			Intereses \$ 111.61 millones						
OPF 191 DE 1005 CENTRAL SUR	41.30 millones de pesos mexicanos	15.18 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 2.05 millones	Hasta el año 2021	41,300	4,130	35,102		
			Intereses \$ 2.78 millones						
OPF 182 DE 1005 NOROESTE	615.60 millones de pesos mexicanos	153.48 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 160.14 millones	Hasta el año 2020	615,600	66,953	388,511	58,844	388,484
			Intereses \$ 70.58 millones						
OPF 158 RM INFIERNILLO	168.34 millones de pesos mexicanos	44.86 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 31.63 millones	Hasta el año 2020	168,345	20,075	116,636	17,604	134,260
			Intereses \$ 13.46 millones						
OPF 157 RM CT FRANCISCO PEREZ RIOS UNIDADES 1 Y 2	1,333.13 millones de pesos mexicanos	487.45 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 218.47 millones	Hasta el año 2019	1,333,133	180,473	933,193	133,313	1,066,206
			Intereses \$ 146.72 millones						
RM CT PUERTO LIBERTAD UNIDAD 4	140.29 millones de pesos mexicanos	45.33 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 71.35 millones	Hasta el año 2016	140,278	14,273	57,091	14,273	71,364
			Intereses \$ 36.61 millones						
RM CT VALLE DE MEXICO UNIDADES 5, 6 Y 7	49.79 millones de pesos mexicanos	13.12 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 24.76 millones	Hasta el año 2016	49,791	5,532	19,303	5,532	24,896
			Intereses \$ 10.10 millones						
RM CCC SAMALAYUCA II	11.72 millones de pesos mexicanos	3.39 millones de pesos mexicanos	Principales \$ 5.26 millones	Hasta el año	11,718	1,302	4,357	1,302	5,859

Tipo de activo	Valor del crédito	Intereses, principal, otros y honorarios financieros	Monto de los pagos pactados equivalentes a los intereses	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
						MOROSA NACIONAL		MOROSA EXTRANJERA		MOROSA NACIONAL		MOROSA EXTRANJERA	
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
RAI CCC EL SAUZ	46.14 millones de pesos mexicanos	12.59 millones de pesos mexicanos	46.16 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2017	46,102	4,616	21,925			4,616	26,541		
RAI CCC HUAYLA II	19.66 millones de pesos mexicanos	5.21 millones de pesos mexicanos	19.66 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2018	19,655	1,966	10,810			1,966	12,776		
SE 1004 COMPENSACION DINAMICA AREA CENTRAL	171.76 millones de pesos mexicanos	48.37 millones de pesos mexicanos	171.76 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	171,760	18,080	83,279			18,080	81,358		
SE 1003 SUBESTACIONES ELECTRICAS DE OCCIDENTE	326.87 millones de pesos mexicanos	80.97 millones de pesos mexicanos	326.87 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	326,870	36,319	290,354						
L.T. RED TRANSMISION ASOCIADA A LA CC SAN LORENZO	63.38 millones de pesos mexicanos	18.85 millones de pesos mexicanos	63.38 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2018	63,382	6,338	34,855			6,338	41,193		
SLT 1000 COMPENSACION Y TRANSMISION NOROESTE - SURESTE	200.56 millones de pesos mexicanos	212.57 millones de pesos mexicanos	200.56 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2019	700,357	84,832	412,628			84,832	497,460		
SLT 1001 RED DE TRANSMISION BAJA - NODALES	350.98 millones de pesos mexicanos	108.01 millones de pesos mexicanos	350.98 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2017	350,978	35,098	187,940			35,098	193,038		
OPF 177 LT RED DE TRANSMISION ASOC. A LA CE LA VENTA III	15.26 millones de pesos mexicanos	4.94 millones de pesos mexicanos	15.26 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2019	15,337	2,204	10,250			2,204	13,054		
OPF 181 RAI ON LAGUNA VERDE	1,836.93 millones de pesos mexicanos	398.76 millones de pesos mexicanos	1,836.93 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2016	1,836,930		1,834,950						
OPF 182 RAI C.T. PUERTO LIBERTAD UNIDADES 2 Y 3	332.70 millones de pesos mexicanos	89.63 millones de pesos mexicanos	332.70 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2018	332,703	34,116	187,635			34,116	221,751		
OPF 183 RAI C.T. PUNTA PRIETA UNIDAD 2	61.56 millones de pesos mexicanos	17.47 millones de pesos mexicanos	61.56 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2018	61,557	6,156	33,357			6,156	40,012		
OPF 185 SE-110 COMPENSACION CAPACITIVA DEL NORTE	97.46 millones de pesos mexicanos	26.63 millones de pesos mexicanos	97.46 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	97,460	10,247	82,090						

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pasados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)		Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)	
		Intereses, impuestos, otros y honorarios fiduciarios				Monto total		Monto total	
		Principal	Intereses			Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 188 SE 1116 TRANSFORMACION DEL NORESTE	1,405.37 millones de pesos mexicanos	620.48 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,405.37 millones Intereses \$ 171.63 millones	Hasta el año 2021	1,405,571	163,186	1,290,328	23,664	176,508
OPF 189 SE 1117 TRANSFORMACION DE GUAYMAS	18.30 millones de pesos mexicanos	4.24 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 6.40 millones Intereses \$ 0.22 millones	Hasta el año 2020	7,590	2,386	15,599		
OPF 190 SE 1120 NOROCCIDENTE	427.30 millones de pesos mexicanos	131.02 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 31.31 millones Intereses \$ 21.34 millones	Hasta el año 2020	427,209	43,998	351,985		
OPF 191 SE 1121 BAJA CALIFORNIA	29.27 millones de pesos mexicanos	7.22 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0.15 millones Intereses \$ 0.34 millones	Hasta el año 2020	29,270	3,213	25,707		
OPF 192 SE 1122 GOLFO NORTE	349.75 millones de pesos mexicanos	141.89 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 55.13 millones Intereses \$ 30.79 millones	Hasta el año 2019	349,751	37,263	237,346	36,264	294,628
OPF 193 SE 1123 NORTE	49.51 millones de pesos mexicanos	13.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 4.95 millones Intereses \$ 3.05 millones	Hasta el año 2020	49,511	4,951	39,408	4,951	44,558
OPF 194 SE 1124 BAJIO CENTRO	365.28 millones de pesos mexicanos	94.75 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 15.67 millones Intereses \$ 9.57 millones	Hasta el año 2021	297,722	44,579	305,022		
OPF 195 SE 1125 DISTRIBUCION	753.17 millones de pesos mexicanos	275.22 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 98.43 millones Intereses \$ 41.30 millones	Hasta el año 2020	744,039	75,464	579,247	17,309	131,169
OPF 197 SE 1127 SURESTE	194.62 millones de pesos mexicanos	62.60 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 19.39 millones Intereses \$ 11.55 millones	Hasta el año 2020	194,622	26,696	146,534	7,226	130,069
OPF 198 SE 1128 CENTRO SUR	86.86 millones de pesos mexicanos	24.80 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 0 millones Intereses \$.47 millones	Hasta el año 2021	86,960	9,211	77,548		
OPF 199 SE 1129 COMPENSACION REDES	140.91 millones de pesos mexicanos	42.54 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 25.03 millones Intereses \$ 14.38 millones	Hasta el año 2020	140,911	18,562	96,923	9,851	115,875
OPF 203 SE 1118 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DEL NORTE	237.47 millones de pesos mexicanos	62.49 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 79.74 millones Intereses \$ 37.64 millones	Hasta el año 2018	237,472	24,998	132,937	24,997	157,934

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalentes a las rentas, intereses, hipotecas, otros y honorarios fiduciarios	Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
						MONTOS NACIONALES		MONTOS EXTRANJEROS		MONTOS NACIONALES		MONTOS EXTRANJEROS	
						Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo	Conto plazo
OPF 204 SLT 1119 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DEL SURESTE	1,339.02 millones de pesos mexicanos	\$15.27 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,339.02 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 144.46 millones	Hasta el año 2020	1,339,022	133,970	1,205,052	133,970	1,071,082	133,955	1,944,537		
OPF 205 SUB SUMINISTRO DE POT/VI A LAS CENTRALES DE CERRO PRIETO	1,499.99 millones de pesos mexicanos	\$21.63 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,499.99 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 100.10 millones	Hasta el año 2020	1,499,999	187,226	1,312,773	187,226	1,125,547	115,882	1,240,554		
OPF 206 SE 1204 CONVERSION A 400 KV DE LA LT MAZATLAN II - LA HIGUERA	564.38 millones de pesos mexicanos	\$37.28 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 564.38 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 141.10 millones	Hasta el año 2019	564,381	56,439	507,942	56,439	451,503	56,438	433,386		
OPF 207 SE 1213 COMPENSACION DE REDES	475.75 millones de pesos mexicanos	\$15.33 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 475.75 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 60.82 millones	Hasta el año 2020	475,750	55,133	420,617	55,133	365,484	31,614	308,477		
OPF 209 SE 1212 SUR - PENINSULAR	253.07 millones de pesos mexicanos	\$7.58 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 253.07 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 20.81 millones	Hasta el año 2020	253,020	25,624	227,396	25,624	201,772				
OPF 210 SLT 1204 CONVERSION A 400 KV DEL AREA PENINSULAR	1,599.98 millones de pesos mexicanos	\$73.30 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,599.98 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 140.02 millones	Hasta el año 2020	1,599,980	192,877	1,407,103	192,877	1,214,226	120,469	1,260,142		
OPF 211 SLT 1203 TRANSMISION Y TRANSFORMACION ORIENTAL - SURESTE	1,891.86 millones de pesos mexicanos	\$72.32 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 1,891.86 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 131.86 millones	Hasta el año 2020	1,891,861	189,784	1,702,077	189,784	1,512,293	113,027	1,600,804		
OPF 212 SE 1203 SUMINISTRO DE ENERGIA A LA ZONA MANZANILLO	449.76 millones de pesos mexicanos	\$14.18 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 449.76 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 98.06 millones	Hasta el año 2020	449,760	48,767	400,993	48,767	352,226	27,035	216,277		
OPF 213 SE 1211 NOROESTE - CENTRAL	82.33 millones de pesos mexicanos	\$5.51 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 82.33 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 21.39 millones	Hasta el año 2020	82,330	11,811	70,519	11,811	58,708	4,485	74,092		
OPF 214 SE 1210 NORTE - NOROESTE	942.94 millones de pesos mexicanos	\$28.40 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 942.94 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 33.15 millones	Hasta el año 2021	942,940	101,680	841,260	101,680	739,580				
OPF 215 SLT 1201 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DE SABA CALIFORNIA	372.29 millones de pesos mexicanos	\$10.76 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 372.29 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 42.74 millones	Hasta el año 2021	372,290	41,509	330,781	41,509	289,272	23,553	216,745		
OPF 216 LT 1200 SED DE TRANS ASOC AL PRD DE LEON ABERTA Y OAX, II, IV	488.77 millones de pesos mexicanos	\$17.70 millones de pesos mexicanos	Principal \$ 488.77 millones de pesos mexicanos Intereses \$ 52.81 millones	Hasta el año 2020	488,770	55,785	432,985	55,785	377,199	49,845	435,938		

Tipo de activo	Valor del crédito	Monto de los pagos pactados equivalente a las rentas		Pagos hasta el 31 de diciembre de 2011	Vigencia del contrato	Monto total del crédito (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2016 (Miles)				
		Intereses, impuestos, pagos y honorarios financieros					Principial	MOROSA RECIBIDA		MOROSA EXIGIDA		MOROSA RECIBIDA		MOROSA EXIGIDA	
		Intereses	Intereses					Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo		
OPF 223 CC CC REPOTENCIACION CT MANZANILLO I U-1,2	587.73 millones de pesos mexicanos	190.64 millones de pesos mexicanos		887.73 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	887,730	58,772	528,958							
				Intereses											
				\$ 2.79 millones											
OPF 223 LT RED DE TRANS Y TRANS BAJA - NOROESTE	9.35 millones de pesos mexicanos	2.22 millones de pesos mexicanos		9.35 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	9,550	1,001	8,487							
				Intereses											
				\$ 0.02 millones											
OPF 225 LT RED DE TRANSMISION ASOCIADA A LA CI GUERRERO NEGRO III	14.86 millones de pesos mexicanos	6.89 millones de pesos mexicanos		14.86 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	14,860	1,486	13,372							
				Intereses											
				\$ 0.99 millones											
OPF 231 SLT 1304 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DEL ORIENTAL	80.25 millones de pesos mexicanos	26.66 millones de pesos mexicanos		80.25 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	80,580	12,131	68,449			4,044		72,791		
				Intereses											
				\$ 4.20 millones											
OPF 233 SLT 1303 TRANSMISION Y TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	108.06 millones de pesos mexicanos	35.54 millones de pesos mexicanos		108.06 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	108,000	16,210	91,790			5,403		97,287		
				Intereses											
				\$ 6.18 millones											
OPF 242 SE 1302 DISTRIBUCION SUR TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	168.69 millones de pesos mexicanos	42.08 millones de pesos mexicanos		168.69 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	168,690	18,744	149,946							
				Intereses											
				\$ 3.40 millones											
OPF 243 SE 1302 DISTRIBUCION CENTRO TRANSFORMACION BAJA - NOROESTE	61.19 millones de pesos mexicanos	15.24 millones de pesos mexicanos		61.19 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	61,180	6,798	54,388							
				Intereses											
				\$ 1.14 millones											
OPF 244 SE 1301 DISTRIBUCION NOROESTE	321.56 millones de pesos mexicanos	86.36 millones de pesos mexicanos		321.56 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	321,580	32,158	289,423			32,158		289,423		
				Intereses											
				\$ 13.89 millones											
OPF 245 SE 1302 DISTRIBUCION NOROESTE	188.20 millones de pesos mexicanos	51.72 millones de pesos mexicanos		188.20 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	188,200	19,755	168,445							
				Intereses											
				\$ 1.07 millones											
OPF 248 SLT 1401 SES Y LTS DE LAS AREAS BAJA CALIFORNIA Y NOROESTE	306.16 millones de pesos mexicanos	102.36 millones de pesos mexicanos		306.16 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	306,160	30,615	275,545							
				Intereses											
				\$ 0.00 millones											
OPF 250 SLT 1402 CAMBIO DE TENSION DE LA LT CULIACAN - LOS MOCHES	189.86 millones de pesos mexicanos	61.74 millones de pesos mexicanos		189.86 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2021	189,860	18,986	170,872							
				Intereses											
				\$ 1.09 millones											
OPF 252 SE 1403 COMPENSACION CAPACITIVA DE LAS AREAS NOROESTE - NORTE	92.43 millones de pesos mexicanos	22.68 millones de pesos mexicanos		92.43 millones de pesos mexicanos	Hasta el año 2020	92,400	9,730	77,836							
				Intereses											
				\$ 4.16 millones											
				\$ 2.28 millones											

Tipo de activo	Valor del crédito	Aporte de los pagos pactados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Aporte total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)				Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)			
		Intereses, Ingresos, pagos y honorarios liquidados	Principal			Amonia Tridorm		Wiprox exdultiera		Amonia Tridorm		Wiprox exdultiera	
						Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo	Corto plazo	Largo plazo
OPF 073 RM ALTAMIRA	123.98 millones de UDS	27.52 millones de UDS	123.98 millones de UDS	Hasta el año 2019	569,019	58,163	407,140	56,117	448,327				

Tipo de activo	Monto de los pagos pasados equivalentes a las rentas		Vigencia del contrato	Monto total del proyecto (Miles)	Saldo al 31 de diciembre de 2011 (Miles)			Saldo al 31 de diciembre de 2010 (Miles)					
	Valor del crédito	Intereses, dividendos y honorarios financieros			Principal	Monto nacional		Monto extranjero		Monto nacional		Monto extranjero	
						Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo	Total	Corto plazo	Largo plazo
OPF 199 SE 1127 COMPENSACION REDES	14.67 millones de UDS	5.71 millones de UDS	14.67 millones de UDS	Principal \$ 14.67 millones de pesos 1.56 UDS Intereses \$ 6.26 millones de pesos 1.23 UDS	Hasta el año 2024	67,329	4,587	55,041	4,425	57,630			
OPF 205 SLT 1112 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DEL NOROESTE	97.07 millones de UDS	22.57 millones de UDS	97.07 millones de UDS	Principal \$ 97.07 millones de pesos 19.41 UDS Intereses \$ 22.57 millones de pesos 7.22 UDS	Hasta el año 2019	445,512	45,539	318,774	43,837	331,360			
OPF 205 SLT 1118 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DEL NORTE	40.21 millones de UDS	15.46 millones de UDS	40.21 millones de UDS	Principal \$ 25.15 millones de pesos 5.36 UDS Intereses \$ 16.23 millones de pesos 3.46 UDS	Hasta el año 2024	184,548	12,576	150,917	12,134	157,743			
OPF 207 SE 1213 COMPENSACION DE REDES	28.61 millones de UDS	7.20 millones de UDS	28.61 millones de UDS	Principal \$ 20.20 millones de pesos 4.33 UDS Intereses \$ 7.67 millones de pesos 1.64 UDS	Hasta el año 2024	131,308	12,908	101,002	12,454	109,910			
OPF 208 SE 1205 COMPENSACION ORIENTAL + PENINSULAR	26.13 millones de UDS	10.87 millones de UDS	26.13 millones de UDS	Principal \$ 17.60 millones de pesos 3.75 UDS Intereses \$ 11.36 millones de pesos 2.41 UDS	Hasta el año 2024	125,105	8,798	105,381	8,489	110,357			
TOTAL DEUDA INTERNA							17,883,818	41,395,704	60,023,727	39,703,936			
TOTAL DEUDA EXTERNA E INTERNA DE PROYECTOS							\$ 11,794,405	\$ 66,956,407	\$ 10,748,989	\$ 59,860,397			

a. El pasivo a corto y largo plazo por contratos de PIDIREGAS, vence como sigue:

<u>Al 31 de diciembre de 2011</u>	
2012(Enero-diciembre)	<u>\$ 11,794,405</u>
Largo plazo:	
2013	11,860,538
2014	10,816,501
2015	8,801,299
2016	8,755,831
2017	5,467,902
2018	4,808,985
Años posteriores	<u>16,475,351</u>
	<u>66,986,407</u>
Total	<u>\$ 78,780,812</u>

b. Al 31 de diciembre de 2011, los compromisos mínimos de pago por PIDIREGAS son:

PIDIREGAS	\$ 99,520,627
Menos:	
Intereses no devengados	<u>(20,739,815)</u>
Valor presente de las obligaciones	78,780,812
Menos:	
Porción circulante de las obligaciones	<u>(11,794,405)</u>
Porción a largo plazo de PIDIREGAS	<u>\$ 66,986,407</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.

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.

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.

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 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 mas 0.25% y por último el 23 noviembre de 2007 por \$1,200.0 millones de pesos a un costo de Cetes 182 mas 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 mas 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%.

12. Impuestos y derechos por pagar

Los impuestos y derechos por pagar al 31 de diciembre de 2011 y 2010 se integran como sigue:

	2011	2010
A cargo de CFE:		
Impuesto Sobre la Renta (ISR) sobre remanente distribuible	\$ 1,483,360	\$ 1,150,824
ISR por cuenta de terceros	299,928	361,288
Cuotas al Instituto Mexicano del Seguro Social (incluye Seguro de Retiro)	543,820	498,631
Derechos sobre uso y aprovechamiento de aguas nacionales	295,766	296,015
Impuesto sobre nóminas	42,045	40,993
Aportaciones al Instituto del Fondo Nacional de la Vivienda para los Trabajadores	10,839	10,344
Subtotal	<u>\$ 2,675,758</u>	<u>\$ 2,358,095</u>
Retenidos por CFE:		
ISR retenido de los empleados	622,348	535,984
Impuesto al valor agregado retenido	147,616	154,061
ISR intereses en el extranjero	9,729	8,983
ISR a residentes en el extranjero	2,291	8,006
Cinco al millar a contratistas	20,100	27,707
ISR por honorarios y arrendamientos	10,404	8,934
Dos al millar a contratistas	1,989	1,202
Otros	161	94
Subtotal	<u>814,638</u>	<u>744,971</u>
Total	<u>\$ 3,490,396</u>	<u>\$ 3,103,066</u>

13. 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 nucleoelectrica 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 el nuevo monto de la provisión que asciende a 809.6 millones de dólares americanos, el cambio contra la estimación original de 312 millones de dólares, obedece a que se incluyen 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.

El pasivo por desmantelamiento de la Central Nucleoelectrica de Laguna Verde al cierre de Diciembre de 2011 y 2010 a valor presente asciende a \$11,332,224 y \$10,009,251 respectivamente.

14. Beneficios a los empleados

El Organismo determinó su pasivo y el costo del período de indemnizaciones y compensaciones, prima de antigüedad y jubilaciones con base al estudio actuarial llevado a cabo por actuario independiente conforme a las bases definidas en los planes, utilizando el método de crédito unitario proyectado. Para determinar los importes aproximados del pasivo por obligaciones laborales y costo neto del período al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el Organismo utilizó como base los estudios actuariales realizados al 31 de diciembre de cada año.

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 30 de diciembre de 2011, la entidad tiene una inversión de dicha reserva para el plan de terminación laboral y de retiro por \$ 4,801,554 miles de pesos.

El costo laboral de los períodos terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010 ascendió a \$ 54,911,120 y \$ 54,145,344 respectivamente, de los cuales se cargaron a los resultados al mes de diciembre de 2011 y 2010 \$ 52,896,585 y \$ 52,535,794, y se capitalizaron por esos mismos períodos \$ 2,196,450 y \$ 1,609,550 respectivamente.

El estudio actuarial realizado por perito independiente que se utilizó para cuantificar los pasivos laborales de CFE para 2011, reporta la siguiente información relevante:

Concepto	Beneficios al retiro	Beneficios por Terminación Laboral	2011	2010
Obligación por Beneficios Adquiridos (OBA)	\$251,150,523	19,496,152	270,646,675	\$244,203,000
Obligación por Beneficios No Adquiridos	172,622,419	-	172,622,419	160,189,000
Obligación por Beneficios Definidos (OBD)	423,772,943	19,496,152	443,269,095	404,392,000
Activos del Plan	(4,791,000)	-	(4,791,000)	(4,417,000)
Situación de Financiamiento	418,981,942	19,496,152	438,478,094	399,975,000
Servicio Pasado	(2,957,000)	(117,000)	(3,074,000)	(6,148,000)
Ganancias o (Pérdidas) Actuariales	(130,984,869)	(7,398,578)	(138,383,447)	(132,210,000)
Partidas Pendientes de Amortizar	(133,941,869)	(7,515,578)	(141,457,447)	(138,358,000)
Pasivo / (Activo) Neto Proyectado	\$285,040,073	11,980,575	297,020,648	\$261,617,000

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

a. Cambios en el valor presente de la obligación por beneficios definidos (OBD):

Valor presente de la OBD al 1º de enero	\$ 404,391,000
Costo laboral del servicio actual (CLSA)	12,832,755
Costo financiero	31,531,586
Pérdida o (ganancia) actuarial sobre la obligación	(24,993,685)
Beneficios pagados	19,507,439
Valor presente de la OBD al 31 de diciembre	\$ 443,269,095

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

Cambios en el valor razonable de los activos del plan (AP):

Valor razonable de los AP al 1° de enero	\$ 4,418,000
Rendimiento esperado de los AP	375,464
Ganancia o (pérdida) actuarial sobre los AP	(2,464)
Valor razonable de los AP al 31 de diciembre	<u>\$ 4,791,000</u>

c. Conciliación entre los saldos iniciales y finales del pasivo neto proyectado:

Cambios en el pasivo neto proyectado (PNP):

PNP inicial	\$ 261,617,000
Costo neto del período	54,911,480
Beneficios pagados	(19,507,832)
PNP final	<u>\$ 297,020,648</u>

d. Costo neto del período:

Concepto	Beneficios al Retiro	Beneficios por terminación laboral	Total
Costo laboral del Servicio Actual	\$ 11,492,148	1,340,606	\$ 12,832,754
Costo Financiero	29,188,072	2,343,514	31,531,586
Rendimiento esperado de los Activos del plan	(375,464)	-	(375,464)
Ganancia o pérdida actuarial, neta	7,029,321	818,923	7,848,244
Costo Laboral del Servicio Pasado	2,967,000	107,000	3,074,000
<u>Costo Neto del Período</u>	<u>\$ 50,301,077</u>	<u>\$ 4,610,043</u>	<u>\$ 54,911,120</u>

El costo Neto del Período se registró en la forma siguiente:

A Resultados:	\$ 52,896,565
A Inversión:	2,196,466

Adicionalmente se cargo al Costo de Obligaciones Laborales a Resultados el monto de las Demandas Laborales por \$181,911.

e. Criterios utilizados para determinar las tasas de rendimiento esperado y real de los activos del plan:

La tasa de rendimiento esperado de los activos fue del 6.90% durante el 2011, la cual fue obtenida considerando las tasas de referencia vigentes durante 2010 de Certificados de la Tesorería de la Federación a 365 días, publicadas por el Banco de México.

Los criterios usados para obtener los rendimientos reales fueron los siguientes:

- Se estiman los activos considerando el saldo inicial, los pagos reales y las contribuciones efectuadas y considerando una tasa del 6.90%.
- La diferencia existente con los activos reales reportados para el cierre del ejercicio 2011, se consideran como la ganancia o pérdida, según sea el caso de los activos del plan.

f. Las tasas anuales en términos reales utilizadas en el cálculo de las obligaciones por beneficios proyectados y rendimientos de activos del plan, fueron:

	<u>2011</u>	<u>2010</u>
Tasa de descuento	6.90%	8.00%
Tasa de incremento salarial	4.40%	5.50%
Tasa de rendimiento de los activos del plan	3.50%	8.50%

g. Montos correspondientes al período anual, actual y a los cuatro períodos anuales precedentes en:

(Millones de pesos)

	<u>2011</u>	<u>2010</u>	<u>2009</u>	<u>2008</u>	<u>2007</u>
Obligación por beneficios definidos (OBD)	443,269	404,392	348,860	306,741	266,600
Valor razonable de los activos del plan (AP)	(4,791)	(4,417)	(3,936)	(3,712)	(8,512)
Situación del fondeo	<u>438,478</u>	<u>399,975</u>	<u>344,924</u>	<u>303,029</u>	<u>258,088</u>
Ajustes por experiencia sobre la OBD	<u>(24,994)</u>	<u>30,935</u>	<u>20,620</u>	<u>18,072</u>	<u>19,036</u>
Ajustes por experiencia sobre los AP	<u>(2)</u>	<u>156</u>	<u>(82)</u>	<u>134</u>	<u>559</u>

h. Período de amortización de las partidas pendientes de amortizar para el plan de pensiones y prima de antigüedad por jubilación o por retiro sustitutivo de jubilación:

Beneficios por retiro:

	<u>Años</u>
Prima de antigüedad	2.00
Pensiones	2.00

Beneficios por terminación:

Prima de antigüedad	2.00
Compensaciones e Indemnizaciones	2.00

i. 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 cotización y CFE aporta una vez y media lo que aporte el trabajador (7.5%).

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

15. Provisión por demandas laborales al retiro y otras contingencias

- a. Existen 10,571 juicios de carácter laboral en proceso de resolución. De acuerdo al estudio realizado al 31 de diciembre de 2011, existe una provisión por \$ 3,726,825 (miles), misma que fue registrada contablemente. El estudio para crear la provisión por litigios laborales consideró la tendencia de los juicios resueltos en los últimos cinco años.
- b. El Organismo tiene aproximadamente 24,175 juicios y procedimientos administrativos en trámite al 31 de diciembre de 2011, 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.

16. Patrimonio

De acuerdo con lo señalado en la Nota 3-a, la actualización del patrimonio se distribuye entre cada uno de sus distintos componentes, según se muestra a continuación:

Concepto	2011			2010
	Valor nominal	Actualización	Total	Total
Patrimonio acumulado	\$ 113,413,686	\$ 239,243,076	\$ 352,656,762	\$ 378,438,392
Subsidio	(26,090,867)		(26,090,867)	(34,187,258)
Aportaciones recibidas	3,786,348	-	3,786,348	7,596,561
(Pérdida) utilidad neta del período	(17,168,468)	-	(17,168,468)	809,067
	<u>\$ 73,940,699</u>	<u>\$ 239,243,076</u>	<u>\$ 313,183,775</u>	<u>\$ 352,656,762</u>

17. Otros (gastos) ingresos, neto

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, otros (gastos) ingresos netos, se integran como sigue:

	2011	2010
Otros ingresos	\$ 4,718,098	\$ 5,824,647
Otros gastos	(5,000,105)	(4,028,219)
Productores externos de energía eléctrica, neto	32,661	(8,324)
Total	<u>\$ (249,346)</u>	<u>\$ 1,788,104</u>

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

De acuerdo a lo establecido en la Ley del ISR, el Organismo no causa este gravamen; 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. El Organismo está obligado al pago de este 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 terminados al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se causó ISR sobre el remanente distribuible por \$1,489,568, y \$1,150,824, respectivamente, mismos que fueron determinados con fundamento en los Artículos 95 último párrafo y 102 de la Ley del ISR.

El Organismo no es contribuyente del IETU de acuerdo a lo establecido en la Fracción I del Artículo 4 de la Ley del IETU.

19. Exceso (insuficiencia) del aprovechamiento sobre el subsidio

Las transacciones celebradas con el Gobierno Federal durante los periodos terminados el 31 de diciembre de 2011 y 2010, fueron las siguientes:

	2011	2010
Subsidio del Gobierno Federal a consumidores	\$ 88,168,493	\$ 95,740,445
Acreditamiento del aprovechamiento a cargo de CFE mediante la aplicación de una tasa del 9% sobre los activos fijos netos en operación del año anterior	(57,292,226)	(55,748,887)
Reembolso de subsidio en efectivo	(4,785,400)	(5,804,300)
Exceso (insuficiencia) del aprovechamiento sobre el subsidio	\$ 26,090,867	\$ 34,187,258

Durante el ejercicio de 2011 se determinó un subsidio a los consumidores por \$88,168,493 (\$95,740,445 en 2010), del cual se efectuó el acreditamiento del aprovechamiento del ejercicio por \$57,292,226 (\$55,748,887 en 2010), adicionalmente a lo anterior, durante el ejercicio 2011 se recibió un reembolso de subsidio en efectivo por \$4,785,400 (\$5,804,300 en 2010), destinado al costo del combustible para la generación de energía eléctrica, el diferencial correspondiente al subsidio virtual al consumo no cubierto por el acreditamiento mencionado por \$26,090,867 (\$34,187,258 en 2010), se registró afectando directamente el patrimonio de la entidad.

20. Resultado integral de financiamiento

Al 31 de diciembre de 2011 y 2010, el resultado integral de financiamiento, se integran como sigue:

	2011	2010
Intereses a cargo, neto	\$ (8,925,717)	\$ (5,593,298)
Utilidad (pérdida) cambiaria, neta	(10,310,323)	2,898,661
Total	\$ (19,236,040)	\$ (2,694,637)

21. (Pérdida)/Utilidad integral

La (pérdida)/utilidad integral al 31 de diciembre de 2011 y 2010, se integra como sigue:

	2011	2010
(Pérdida) Utilidad neta según estados de resultados	\$ (17,168,468)	\$ 809,067
Otros movimientos de patrimonio	1,128,497	(1,099,491)
Efecto del periodo por instrumentos financieros registrados en el patrimonio acumulado	154,653	(1,164,523)
Subsidio a Consumidores no cubierto por el Gobierno Federal	(26,090,867)	(34,187,258)
	(24,807,717)	(36,451,272)
Pérdida integral	\$ (41,976,185)	\$ (35,642,205)

22. Posición en moneda extranjera

2011

201058

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

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 2011, como sigue:

Moneda	2011	2010
Dólares estadounidenses	\$ 13.9904	\$ 12.3571
Euros	18.1595	16.5733
Yenes japoneses	0.1813	0.1526
Franco suizo	14.9199	13.2757
Corona sueca	2.0378	1.8392

23. Compromisos

a. Contratos formalizados con productores independientes de energía

Al 31 de Diciembre de 2011 se cuenta con 22 contratos con inversionistas privados en operación comercial, denominados productores independientes de energía, donde se establece la obligación para CFE de pagar diversas contraprestaciones a cambio de que éstos garanticen el servicio de suministro de energía, con base en una capacidad de generación previamente establecida, a través de plantas de generación de energía financiadas y construidas por cuenta de dichos inversionistas.

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 Bajío (generación complementaria)	5.0	0.0	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
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

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 de proyectos en operación y en construcción:

Compromisos de pagos futuros de Proyectos en operación	(Cifras en millones de pesos)	
	Diciembre 2011	Diciembre 2010
CC Altamira II	\$ 1,760	\$ 2,010
CC Bajío	1,344	2,517
CC Campeche	3,963	3,743
CC Hermosillo	3,547	3,371
CC Mérida III	4,340	4,163
CC Monterrey III	3,506	3,465
CC Naco - Nogales	4,391	4,058
CC Río Bravo II	8,183	7,594
CC Mexicali	3,914	4,115
CC Saltillo	5,471	5,015
CC Tuxpan II	5,150	5,123
CC Chihuahua III	4,876	4,622
CC Tuxpan III y IV	17,931	16,672
CC Altamira III y IV	22,612	20,854
CC Río Bravo III	7,709	7,352
CC La Laguna II	12,718	11,835
CC Río Bravo IV	8,000	7,594
CC Valladolid III	8,050	7,520
CC Tuxpan V	7,825	7,379
CC Altamira V	23,336	21,706
CC Tamazunchale	18,204	16,850
CC Norte Durango	17,848	16,224
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	(1,478)	(537)
Terminal de Carbón de la CT Pdte.		
Plutarco Elías Calles	1,519	1,419
Total	\$ 194,719	\$ 184,664

Proyectos en operación	(Cifras en millones de pesos)	
	Monto de la contingencia real de Diciembre 2 0 1 1	Diciembre 2 0 1 0
CC Altamira II	\$ 905	\$ 1,068
CC Bajío (El Sauz)	820	1,788
CC Campeche	1,638	1,323
CC Hermosillo	1,593	1,479
CC Mérida III	2,324	1,495
CC Monterrey III	2,141	2,095
CC Naco - Nogales	1,826	1,637
CC Río Bravo II	3,140	2,832
CC Mexicali	2,287	2,112
CC Saltillo	2,151	1,964
CC Tuxpan II	4,648	3,051
CC Chihuahua III	1,936	1,766
CC Tuxpan III y IV	6,046	5,419
CC Altamira III y IV	8,063	6,294
CC Río Bravo III	3,304	2,783
CC La Laguna II	4,530	4,068
CC Río Bravo IV	3,906	3,165
CC Valladolid III	3,074	2,821
CC Tuxpan V	4,671	3,266
CC Altamira V	6,605	6,154
CC Tamazunchale	6,123	5,601
CC Norte Durango	5,818	5,113
Gasoducto Cd Pemex Valladolid	612	1,392
Terminal de Carbón de la CT Pdte.		
Plutarco Elías Calles	639	573
Total	\$ 78,800	\$ 69,259

Monto de contingencia real de proyectos en construcción.

CE Oaxaca I	1,780	1,239
CE Oaxaca II	5,060	271
CE La Venta III	1,548	1,250
CC Norte II	1,178	-
Total	\$ 9,566	\$ 2,760

Total contingencia real de Proyectos en Operación y Construcción.

\$ 88,366	\$ 72,019
-----------	-----------

De acuerdo con lo anterior, al 31 de Diciembre de 2011 la CFE tiene un compromiso del orden de \$194,719 millones, equivalente a 13,918 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 \$ 88,367 millones equivalente a 6,318 millones de dólares americanos a Contratos formalizados con productores independientes de energía

c. Contratos de suministro de gas natural

Contrato de Suministro de Gas Natural en los Puntos de Entrega localizados en la C.T. Presidente Juárez, 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.:

Según lo requerido al Proveedor durante la Semana Anual de Coordinación y considerando los consumos de las Centrales Generadoras que integran al Sistema Rosarito presentados al cierre del cuarto trimestre de 2011, se tiene un promedio diario de Base Firme de 77,993 MMBTU (78 MMP3) y de Base Variable de 22,845 MMBTU (23 MMP3), totalizando un promedio diario en 100,838 MMBTU (104 MMP3).

Los valores finales resultan de los cambios al Pre despacho de Generación por parte del Área de Control Baja California, gestionados por la Subgerencia Regional de Energéticos Noroeste en base a la flexibilidad del Contrato de suministro, con la cual se ajusto la Base Firme entre el 90 y el 110% de lo solicitado en la Semana Anual de Coordinación, así como que la Base Variable fluctuó entre 0 y hasta completar la Cantidad Máxima Diaria. Referidos solamente al cuarto trimestre del año en curso, los valores resultan en un promedio diario de Base Firme de 65,562 MMBTU (65 MMP3) y de Base Variable de 23,095 MMBTU (23 MMP3), totalizando un promedio diario en 88,657 MMBTU (88 MMP3).

En este sentido, el cierre contractual para el año 2011 es el siguiente:

	Base firme		Base variable	
	MMPC	MMBTU	MMPC	MMBTU
Enero	1,942	1,951,433	144.47	145,194.85
Febrero	1,743	1,752,140	452.19	454,460.96
Marzo	2,095	2,105,191	702.70	706,231.90
Abril	2,070	2,065,951	676.50	679,819.11
Mayo	2,046	2,065,867	406.72	384,380.84
Junio	2,640	2,659,742	885.90	890,433.85
Julio	3,463	3,480,376	861.79	866,122.78
Agosto	3,497	3,515,058	1,224.74	1,230,899.29
Septiembre	2,939	2,954,079	858.72	863,034.67
Octubre	2,293	2,304,417	612.65	615,732.86
Noviembre	1,724	1,733,124	812.63	816,404.49
Diciembre	1,992	2,001,943	685.03	688,473.98

d. Contratos de Obra Pública Financiada

Al 31 de diciembre de 2011 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	
SLT 1117 Transmisión de Guaymas	12.3	133.0	14,820	207,338	Enero 2012
SLT 1402 Cambio de Tensión LT Culiacán- Los Mochis	127.2	500.0	43,970	611,359	Enero 2012
SE 1003 Subestaciones Eléctricas De Occidente F1 C3	29.0	500.0	36,980	517,365	Marzo 2012
SE 1212 Sur Peninsular (Dist) F3	15.2	3.230	-	45,189	Mayo 2012
SLT 1201 Transmisión y Transformación Baja California F3	5.6	8.660	-	121,157	Mayo 2012
SE 1006 Central-Sur (Dist) F3	13.4	6.280	-	87,860	Agosto 2012
SLT 1401 SEs y LTs Áreas Baja Califor nia y Noroeste F2	99.2	-	3,023	324,158	Octubre 2012
LT 1106 Red de Transmisión Asoc a CC Agua Prieta II	164.4	-	34,500	482,669	Octubre 2012
LT 1225 Red de Transmisión Asoc a CCC Norte II	41.2	-	15,490	216,712	Octubre 2012
SE 1320 Distribución Noroeste F3	7.5	3.9	5,450	76,248	Noviembre 2012
SE 1124 Bajío Centro (Dist) F3	28.8	-	6,890	96,394	Diciembre 2012
SLT 1203 Transmisión y Transfor mación Oriental Sureste F2	42.6	30.0	8,920	134,795	Diciembre 2012
SLT 1114 Transmisión y Transfor mación del Oriental F1 C3	183.2	1,000.0	74,490	1,042,145	Enero 2013
SE 1420 Distribución Norte F1	-	50.0	8,110	112,762	Febrero 2013
SLT 1111 Transmisión y Transfor mación Central Occidental F2	35.4	300.0	19,990	279,668	Febrero 2013
SE 1211 Noreste Central (Dist) F2	15.7	90.0	15,260	213,494	Febrero 2013
SE 1321 Distribución Noreste F3	2.5	30.0	3,820	53,444	Marzo 2013
SE 1116 Transformación Noreste F3	85.7	500.0	44,300	620,195	Abril 2013

Centrales:

Proyecto	Capacidad MVA	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
		Dólares americanos	Pesos	
CG Los Humeros II Fase B	25.0	48,100	\$ 672,939	Mayo 2012
PH La Yesca C2	750.0	767,700	10,740,430	Junio 2012
CCI Baja California Sur III	40.9	91,900	1,285,718	Julio 2012
CC Repotenciación Manzanillo I U1 y U2	1,413.4	981,300	13,728,780	Noviembre 2012
Adq Turbinas Gas-Vapor CC Agua Prieta II		121,000	1,692,839	Abril 2013
Cogeneración Salamanca F1	430.2	319,900	4,475,529	Abril 2013
CC Agua Prieta II C2	394.1	251,700	3,521,384	Abril 2013
CCI Baja California Sur IV	47.0	91,200	1,275,925	Julio 2013
CC Centro I	715.9	439,800	6,152,978	Diciembre 2013

Proyectos de Rehabilitación y/o Modernización

Proyecto	Monto estimado del contrato expresado en miles de		Etapa de operación
	Dólares americanos	Pesos	
RM CCC Poza Rica	136,800	1,603,706	Septiembre 2012
RM CCC Poza Rica F2	13,700	191,669	Septiembre 2012
RM CCC El Zauz Paquete 1	150,000	2,098,560	Junio 2013

Estos proyectos se registran bajo el esquema de PIDIREGAS y la CFE aplica la política contable descrita en la Nota 3-e. Contratos de Obra Pública Financiada

e. Fideicomisos

1. Ámbito de actuación.

1.1 CFE participa actualmente con el carácter de Fideicomitente o Fideicomisario en 23 (veintitrés) 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:

- Ahorro de energía
- Gastos previos
- Administración de contratos de obra
- Fideicomisos de participación indirecta

a. Ahorro de energía

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

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

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

El pasivo contingente de CFE al 31 de diciembre de 2011 por ser garante solidario en créditos obtenidos por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (FIDE) es de \$762.

El Fideicomiso para el Aislamiento Térmico de la Vivienda (FIPATERM) tiene activos por \$1,112,131 y pasivos por \$44,773.

b. Gastos previos

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

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

El pasivo contingente de CFE al 31 de diciembre de 2011 por ser garante solidario en créditos obtenidos por el Fideicomiso de Gastos Previos es de \$2,766,568.

El Fideicomiso de Administración y Traslado de Dominio 2030 tiene activos por \$ 338,784 y no tiene pasivos.

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 ya fueron liquidados en su totalidad, por lo que sólo se encuentran en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Topolobambo II (Electro-lyser, 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.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
**Temascal II, constituido el 22 de diciembre de 1992	Cegelec de México, S. A. de C. V. e ICA Industrial, S. A. de C. V.	En primer lugar: todas y cualesquiera de las instituciones financieras o de crédito que otorguen créditos o garantías a favor del Fideicomiso, así como los compradores, titulares o tenedores de títulos. En segundo lugar: CFE	Banco del Centro, S. A.
** En proceso de extinción.			

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 Geotermoelectrica 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	Banco Nacional de México, S. A.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
		II, S. A. de C. V. En tercer lugar: CFE	
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.
LT 215 Alstom CEGICA, constituido el 5 de diciembre de 1997	CEGICA, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 218 Noroeste, cons-tituido el 5 de diciembre de 1997	Dragados y CYMI, S. A. de C. V.	CFE	BANCOMEXT
SE 221 Occidental, cons-tituido 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 2011, CFE tiene pasivos por \$ 8,316,175 y activos fijos por \$ 19,423,924, correspondiente a los CAT de los fideicomisos antes mencionados.

El fideicomiso que se muestra a continuación operó bajo la modalidad CAT y fue liquidado en su totalidad el 1º de diciembre de 2011, por lo que se encuentra en proceso de extinción.

Fideicomiso	Participación de CFE		Fiduciario
	Fideicomitente	Fideicomisario	
** C.D. Puerto San Carlos II, constituido el 14 de septiembre de 1998	C.D. Puerto San Carlos, S. A. de C. V. y CFE.	CFE	BANCOMEXT
** En proceso de extinción.			

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 2011
Carbón Petacalco	\$ 70,949

d. Fideicomisos de participación indirecta

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

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.	Bank of America
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.	Bank of America
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.	Bank of America
Fideicomiso N° 232246, constituido el 3 de noviembre de 2006	Banco Nacional de México, S. A., Integrante del Grupo Financiero Banamex.	En primer lugar: Cada uno de los tenedores preferentes de cada emisión. En segundo lugar: CFE.	HSBC México, S. A., Grupo Financiero HSBC
Fideicomiso 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.	Bank of América México, S. A., Grupo Financiero Bank of América

Al 31 de diciembre de 2011, existen fondos por disponer en los fideicomisos No. 232246 y No. 411 por \$761,659.

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 15 de ellos, CFE no tiene el carácter de Fideicomitente en su constitución.

b. Los 8 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 8 (ocho) 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
8	C.D. Puerto San Carlos II	200018TOQ01042

24. Cuentas de orden

Las cuentas de orden que se presentan en el balance general se componen de los siguientes conceptos:

	2011	2010
Pagos futuros de proyectos de inversión condicionada (nota 23-b):		
Activo	\$ 194,720,032	\$ 184,663,733
Pasivo	\$ (194,720,032)	\$ (184,663,733)
Monto de la contingencia proyectos de inversión condicionada (nota 23-b):		
Activo	\$ 88,366,993	\$ 72,018,871
Pasivo	\$ (88,366,993)	\$ (72,018,871)
Cuentas de orden de garantías otorgadas en fideicomisos:		
Activo	\$ 2,767,330	\$ 2,558,578
Pasivo	\$ (2,767,330)	\$ (2,558,578)
Cuentas de orden de bienes en comodato:		
Activo	\$ 106,496,000	\$ 106,496,000
Pasivo	\$ (106,496,000)	\$ (106,496,000)
Total cuentas de orden activo	\$ 392,350,355	\$ 365,737,182
Total cuentas de orden pasivo	\$ (392,350,355)	\$ (365,737,182)

(*)Conforme a lo establecido en la NIF 009 B "Norma para el Tratamiento Contable de las Inversiones en Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo" de las NIFG, el importe correspondiente a PIDIREGAS y derechos relacionados asciende a \$67,748,067.

25. Inversión financiada directa y condicionada

Conforme al Artículo 4 de la Ley de Ingresos para el ejercicio fiscal de 2011, 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:

	Nombre del proyecto	Ingresos	Amorti- zación de capital	Operación y mante- nimiento	Financiero no pro- gramable	Remanente
CC	Chihuahua	4,492.5	276.8	978.6	76.7	3,160.4
CC	Monterrey II	4,146.6	0.0	1,083.6	25.0	3,038.0
CC	Rosarito III (Unidades 8 y 9)	2,136.4	249.6	1,108.6	278.7	499.5
CC	El Sauz conversión de TG a CC	2,840.3	124.8	820.5	23.6	1,871.4
CC	Hermosillo Conversión de TG a CC	2,196.0	85.7	582.0	17.9	1,510.4
CC	Conversión El Encino de TG a CC	2,137.5	81.0	74.4	32.5	1,949.6
CC	Re potenciación CT Manzanillo I U-1 y 2	0.0	0.0	7.8	3.0	(10.8)
CCC	Baja California	995.9	246.5	596.7	137.8	14.9
CCC	San Lorenzo conversión de TG a CC	3,811.8	129.0	333.1	90.4	3,259.2
CCE	Pacífico	4,595.9	884.9	112.8	374.6	3,223.6
CCI	Guerrero Negro II	98.7	31.0	0.1	9.9	57.6
CCI	Baja California Sur I	215.9	65.3	245.1	17.6	(112.1)
CCI	Baja California Sur II	718.5	73.2	246.0	18.4	380.9
CD	Puerto San Carlos II	632.7	114.7	256.1	8.0	253.8
CE	La Venta II	154.7	78.5	29.0	45.1	2.1
CG	Cerro Prieto IV	544.4	99.6	278.7	22.4	143.6
CG	Los Azufres II y Campo Geotérmico	1,181.3	152.4	76.9	24.3	927.7
CH	Manuel Moreno Torres (2a. Etapa)	5,421.4	134.0	61.7	43.8	5,181.9
CH	El Cajón	1,286.4	343.4	34.7	289.3	619.0
CT	Samalayuca II	5,492.5	141.4	1,419.8	322.4	3,604.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

RM	Adolfo López Mateos	385.5	33.8	7.0	344.7
RM	Altamira	168.4	56.5	23.0	88.9
RM	Botello	23.7	8.2	1.9	13.6
RM	Carbón II	349.0	14.3	3.8	330.9
RM	Carlos Rodríguez Rivero	130.5	21.1	5.3	104.1
RM	Dos Bocas	444.2	18.6	4.3	421.2
RM	Emilio Portes Gil	34.0	0.3	0.1	33.6
RM	Gómez Palacio	395.4	35.5	8.7	351.3
RM	Ixtaczoquitlán	9.5	1.2	0.3	8.1
RM	Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	555.8	53.9	11.2	490.7
RM	CT Puerto Libertad	164.0	14.2	3.0	146.8
RM	Punta Prieta	132.9	13.2	3.3	116.4
RM	Salamanca	171.0	35.4	7.5	128.1
RM	Tuxpango	181.2	20.0	4.3	156.9
RM	CT Valle de México	130.9	7.5	1.7	121.7
RM	CGT Cerro Prieto (U 5)	74.2	41.3	32.4	0.5
RM	112 CT Carbón II Unidades 2 y 4	319.3	15.9	3.6	299.8
RM	CT Pdte. Plutarco Elías Calles Unidades 1 y 2	196.9	23.6	6.6	166.7
RM	Infiernillo	49.8	20.9	10.0	18.9
RM	CT Puerto Libertad Unidad 4	172.3	14.3	3.8	154.2
RM	Huinalá II	36.6	2.0	0.7	34.0
RM	CN Laguna Verde	2,530.2	0.0	43.7	2,486.5
RM	CT Punta Prieta Unidad 2	65.3	6.2	2.1	57.1
RM	Francisco Pérez Ríos	885.0	138.5	46.3	700.1
RM	Huinalá	30.2	0.7	0.1	29.4
RM	José Aceves Pozos (Mazatlán II)	221.3	15.8	4.0	201.5
RM	CCC Tula	63.3	6.2	1.6	55.5
RM	CT Emilio Portes Gil Unidad 4	198.5	42.7	11.0	144.8
RM	CT Francisco Pérez Ríos Unidad 5	249.8	34.5	8.7	206.6
RM	CT Pdte. Adolfo López Mateos Unidades 3, 4, 5 y 6	606.7	48.8	14.3	543.6
RM	CT Francisco Pérez Ríos 1 y 2	915.8	150.3	106.8	658.7
RM	CT Valle de México Unidades 5, 6 y 7	10.2	5.5	1.4	3.3
RM	CCC Samalayuca II	45.2	2.5	0.5	42.2
RM	CCC El Sauz	91.4	3.5	1.3	86.7
RM	CT Puerto Libertad Unidades 2 y 3	<u>374.2</u>	<u>34.1</u>	<u>11.6</u>	<u>328.5</u>
	Suma Rehabilitación y Modernización	<u>10,412.2</u>	<u>940.7</u>	<u>395.9</u>	<u>9,075.6</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	Nombre del proyecto	Ingresos	Amorti- zación de capital	Operación y mante- nimiento	Financiero no pro- gramable	Remanente
PR	Presa Reguladora Amata	514.8	14.4	18.9	3.0	478.5
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Sur	256.5	32.7	52.5	9.4	161.9
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Centro	375.9	81.2	128.3	31.6	134.8
RFO	Red de Fibra Óptica Proyecto Norte	321.2	51.3	64.8	15.9	189.1
SUV	Suministro de Vapor a las Centrales de Cerro Prieto	472.0	127.4	251.9	30.0	62.7
SUV	Suministro de 970 T/h a las Centrales de Cerro Prieto	<u>2,664.5</u>	<u>115.9</u>	<u>153.1</u>	<u>87.7</u>	<u>2,307.8</u>
	Suma Otros	<u>4,605.0</u>	<u>422.9</u>	<u>669.5</u>	<u>177.6</u>	<u>3,334.9</u>
LT	211 Cable Submarino	1.7	0.0	1.7	0.0	0.0
LT	214 y 215 Sureste - Peninsular	373.9	99.0	25.4	64.5	185.1
LT	216 y 217 Noroeste	21.0	0.0	21.0	0.0	0.0
LT	301 Centro	151.2	56.1	17.9	2.3	75.0
LT	302 Sureste	143.5	53.6	16.3	3.0	70.7
LT	303 Ixtapa - Pie de la Cuesta	86.4	32.9	9.2	1.4	42.8
LT	304 Noroeste	105.8	35.8	15.1	2.4	52.5
LT	406 Red Asociada a Tuxpan II, III y IV	1,571.7	147.6	15.3	14.1	1,394.7
LT	407 Red Asociada a Altamira II, III y IV	1,688.1	423.8	57.3	42.8	1,164.1
LT	408 Naco - Nogales - Área Noroeste	175.0	56.7	14.0	5.8	98.5
LT	411 Sistema Nacional	395.5	158.6	21.1	20.2	195.6
LT	Manuel Moreno Torres Red Asociada (2a. Etapa)	526.9	320.2	42.5	54.4	109.7
LT	414 Norte - Occidental	206.1	78.8	12.8	12.7	101.9
LT	502 Oriental - Norte	59.7	17.5	7.7	5.0	29.5
LT	506 Saltillo-Cañada	713.9	282.3	32.1	47.5	351.9
LT	Red Asociada a la Central Tamazunchale	1,239.6	120.6	23.0	40.0	1,056.0
LT	509 Red Asociada de la Central Río Bravo III	735.1	49.7	18.5	10.7	656.2
LT	609 Transmisión Noroeste - Occidental	384.2	137.9	27.4	28.8	190.2
LT	610 Transmisión Noroeste - Norte	437.0	174.2	36.1	57.6	169.1
LT	612 Sub transmisión Norte - Noreste	90.2	33.2	3.8	8.7	44.5
LT	613 Sub transmisión Occidental	93.3	32.4	4.7	10.3	46.0
LT	614 Sub transmisión Oriental	51.8	20.6	0.9	4.9	25.3
LT	615 Sub transmisión Peninsular	79.1	29.2	3.4	7.5	38.9
LT	Red Asociada de Transmisión de la CCI Baja California Sur I	17.3	25.8	3.8	4.1	(16.5)
LT	1012 Red de Transmisión Asociada a la CCC Baja California	56.9	14.6	0.4	4.9	36.9
LT	Líneas Centro	20.0	7.3	1.2	1.6	9.8
LT	Red de Transmisión Asociada a la CH El Cajón	315.0	76.8	11.7	19.3	207.2

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

LT	Red de Transmisión Asociada a Altamira V	1,219.2	87.0	18.7	32.3	1,081.1
LT	Red de Transmisión Asociada a la Laguna II	270.7	23.3	1.9	8.3	237.2
LT	Red de Transmisión Asociada a el Pacífico	727.7	48.6	25.4	38.6	615.1
LT	707 Enlace Norte-Sur	136.8	37.9	19.5	12.0	67.3
LT	Riviera Maya	134.3	42.2	10.5	15.0	66.5
LT	807 Durango 1	107.1	37.3	7.7	9.2	53.0
LT	Red de Transmisión Asociada a la CE La Venta II	15.5	7.5	0.6	3.1	4.2
LT	Red de Transmisión Asociada a la CC San Lorenzo	254.6	6.3	0.2	2.1	246.0
LT	Red de Transmisión asociada la CE La Venta III	0.0	95.5	0.4	73.5	(169.4)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CI Guerrero Negro III	16.6	49.8	18.0	30.8	(82.1)
LT	Red de Transmisión Asociada a la CG Los Humeros II	0.0	0.0	0.0	0.0	(0.1)
LT	Red de TransAsoc al Proyto de Temp abierta y Oaxaca. II, III, IV	18.9	4.0	8.8	4.5	1.6
SLT	701 Occidente - Centro	235.3	89.1	2.6	27.6	116.0
SLT	702 Sureste - Peninsular	96.9	26.4	2.5	11.9	56.1
SLT	703 Noreste - Norte	64.7	27.5	5.4	8.3	23.6
SLT	704 Baja California - Noroeste	20.7	7.7	1.3	1.6	10.1
SLT	706 Sistemas Norte	533.1	187.5	34.2	50.5	261.0
SLT	709 Sistemas Sur	355.1	113.2	46.1	23.6	172.3
SLT	801 Altiplano	284.0	95.0	25.7	24.9	138.4
SLT	803 NOINE	195.1	74.6	0.5	20.4	99.6
SLT	806 Bajío	203.3	87.3	15.8	36.6	63.6
SLT	901 Pacífico	120.9	44.6	14.0	15.0	47.2
SLT	902 Istmo	173.1	89.4	15.6	28.1	40.0
SLT	1002 Compensación y Transmisión Noreste-Sureste	137.1	56.7	18.7	28.8	32.9
SLT	1112 Trans y Trans. del Noroeste	146.5	44.2	14.6	18.0	69.6
SLT	1119 Trans y Trans del Sureste	448.4	136.0	21.9	98.1	192.5
SLT	Conversión 400 kw Área Peninsular	346.7	120.5	51.3	78.2	96.7
SLT	1203 Transmisión y Transformación Oriental-Sureste	486.2	180.0	26.5	91.5	188.2
SLT	1201 Transmisión y Transformación de Baja California	123.2	29.9	7.0	26.0	60.3
SLT	1304 Transmisión y Transformación del Oriental	0.0	0.7	0.2	1.0	(1.9)
SLT	1303 Transmisión y Transformación del Baja-Noroeste	16.7	5.4	5.1	6.0	0.3
SLT	802 Tamaulipas	245.7	77.6	25.4	25.2	117.5
SLT	903 Cabo - Norte	188.6	64.7	11.9	19.4	92.6
SLT	1001 Red Transmisión Baja-Nogales	99.0	35.1	4.3	10.8	48.8
SLT	1118 Transmisión y Transformación del Norte	141.4	37.1	10.7	16.9	76.5
SLT	1403 Cambio de Tensión de LT Culiacán-Los Mochis	6.2	0.0	1.9	1.2	3.8
	Suma Líneas de Transmisión	<u>17,309.6</u>	<u>4,555.2</u>	<u>919.2</u>	<u>1,373.5</u>	<u>10,461.7</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

	Nombre del proyecto	Ingresos	Amorti- zación de capital	Operación y mante- nimiento	Financiero no pro- gramable	Remanente
SE	212 y 213 SF6 Potencia y Distribución	306.8	0.9	32.8	124.7	148.3
SE	218 Noroeste	120.2	25.7	21.6	14.2	58.7
SE	219 Sureste - Peninsular	5.7	0.0	5.7	0.0	0.0
SE	220 Oriental - Centro	15.9	0.0	15.9	0.0	0.0
SE	221 Occidental	224.5	60.5	29.0	26.9	108.1
SE	305 Centro - Oriente	120.1	44.4	14.8	3.0	57.9
SE	306 Sureste	140.3	53.5	16.8	2.3	67.7
SE	307 Noreste	90.9	30.9	14.1	2.0	43.9
SE	308 Noroeste	168.8	55.7	27.7	3.6	81.8
SE	401 Occidental - Central	191.3	80.1	9.1	8.5	93.5
SE	402 Oriental - Peninsular	231.9	97.3	10.9	10.9	112.8
SE	403 Noreste	207.8	89.9	11.1	5.3	101.5
SE	404 Noroeste - Norte	122.7	52.2	8.7	2.1	59.7
SE	405 Compensación Alta Tensión	34.1	10.8	5.5	1.2	16.5
SE	410 Sistema Nacional	597.0	209.9	69.6	29.3	288.2
SE	412 Compensación Norte	72.2	28.5	5.7	3.0	35.1
SE	413 Noroeste - Occidental	194.3	67.3	19.8	12.9	94.3
SE	503 Oriental	65.6	27.5	3.1	2.9	32.1
SE	504 Norte - Occidental	133.3	53.7	7.0	7.5	65.1
SE	607 Sistema Bajío - Oriental	263.0	86.7	34.3	14.7	127.2
SE	611 Sub transmisión Baja California - Noroeste	100.8	35.0	5.9	10.7	49.2
SE	Norte	24.4	8.8	2.0	1.8	11.9
SE	705 Capacitores	13.8	3.7	2.6	0.8	6.8
SE	708 Compensación Dinámicas Oriental - Norte	149.8	48.2	19.4	10.1	72.1
SE	811 Noroeste	33.8	12.0	2.2	3.0	16.5
SE	813 División Bajío	161.6	59.0	4.4	18.8	79.4
SE	911 Noreste	29.1	9.8	2.0	2.9	14.4
SE	912 División Oriente	52.0	16.9	2.3	9.1	23.6
SE	915 Occidental	33.8	12.2	0.9	4.1	16.6
SE	1004 Compensación Dinámicas Área Central	56.1	18.1	6.3	4.6	27.1
SE	1110 Compensación Capacitiva del Norte	29.7	5.1	13.8	2.6	8.2
SE	1116 Transformación del Noreste	356.5	113.6	39.2	95.2	108.6
SE	1117 Transformación de Guaymas	3.7	0.4	2.0	0.3	1.0
SE	1120 Noroeste	96.3	31.3	7.0	21.3	36.6
SE	1122 Golfo Norte	153.3	39.3	6.2	30.5	77.3
SE	1124 Bajío Centro	30.3	15.7	3.5	9.9	1.2
SE	1125 Distribución	331.2	98.0	14.7	52.3	166.1
SE	1127 Sureste	24.4	12.2	1.1	10.6	0.6
SE	1128 Centro Sur	3.0	0.0	0.5	0.5	2.0
SE	1129 Compensación Redes	44.3	14.3	3.5	9.9	16.5
SE	1205 Compensación Oriental - Peninsular	52.0	8.6	3.2	6.0	34.2
A la hoja siguiente		<u>5,086.1</u>	<u>1,637.9</u>	<u>505.8</u>	<u>580.1</u>	<u>2,362.3</u>

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Nombre del proyecto		Ingresos	Amorti- zación de capital	Operación y mante- nimiento	Financiero no pro- gramable	Remanente
De la hoja anterior		5,086.1	1,637.9	505.8	580.1	2,362.3
SE	1212 SUR-PENINSULAR	73.3	20.6	11.8	11.3	29.6
SE	1202 Suministro de Energía a la Zona Manzanillo	139.6	37.9	12.1	21.4	68.2
SE	1211 NORESTE-CENTRAL	22.0	4.7	10.7	4.5	2.1
SE	1210 NORTE-NOROESTE	104.2	43.9	12.9	32.2	15.1
SE	1320 DISTRIBUCION NOROESTE	4.2	0.0	0.7	1.0	2.5
SE	1403 Compensación Capacitiva de las Áreas Noroeste-Norte	12.2	4.9	3.3	2.3	1.7
SE	812 Golfo Norte	16.7	6.0	1.0	1.5	8.2
SE	914 División Centro Sur	45.4	11.0	3.8	8.2	22.4
SE	1006 Central-Sur	7.4	2.1	1.7	2.8	0.9
SE	1005 Noroeste	242.8	52.5	5.4	29.5	155.4
SE	1003 Subestaciones Eléctricas de Occidente	15.0	0.0	3.6	5.1	6.3
SE	1121 Baja California	12.5	2.9	1.2	2.4	6.1
SE	1123 Norte	22.5	5.0	4.0	2.5	11.1
SE	1206 Conversión a 400 kw de la LT Mazatlán II - La Higuera	226.2	56.4	17.2	41.7	110.9
SE	1213 COMPENSACION DE REDES	170.0	53.0	10.4	34.9	71.7
SE	1323 Distribución Sur	13.2	0.0	4.0	2.8	6.4
SE	1322 Distribución Centro	4.3	0.0	0.9	1.0	2.4
SE	1321 Distribución Noreste	91.4	32.3	10.4	16.0	32.4
Suma Subestaciones		<u>6,308.6</u>	<u>1,970.9</u>	<u>620.9</u>	<u>801.1</u>	<u>2,915.7</u>
Total proyectos de inversión directa		<u>\$ 81,731.8</u>	<u>\$ 11,201.6</u>	<u>\$ 10,555.8</u>	<u>\$ 4,611.5</u>	<u>\$ 55,362.9</u>

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:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Nombre del proyecto	Ingresos	Fijos	(Millones de pesos)		
			Cargos	Flujo neto	
			Variables		
CC Altamira II		4,594.9	657.7	1,315.9	2,621.3
CC Bajío		5,965.3	1,540.1	1,880.0	2,545.2
CC Campeche		2,496.4	411.2	613.1	1,472.0
CC Hermosillo		3,136.6	456.0	827.8	1,852.8
CT Merida III		3,952.6	511.2	1,244.0	2,197.4
CC Monterrey III		4,549.5	505.6	1,223.1	2,820.7
CC Naco-Nogales		3,350.3	505.8	905.5	1,939.0
CC Río Bravo II		4,500.5	465.8	1,422.4	2,612.3
CC Mexicali		1,840.3	905.9	829.7	104.6
CC Saltillo		2,457.6	230.5	709.1	1,518.1
CC Tuxpan II		5,278.8	677.1	1,419.0	3,182.6
CC Altamira III y IV		8,166.3	1,305.8	2,956.0	3,904.5
CC Chihuahua III		2,847.9	415.8	860.1	1,572.0
CC La Laguna II		5,373.6	1,048.3	1,448.7	2,876.6
CC Río Bravo III		3,310.5	830.1	1,246.1	1,234.4
CC Tuxpan III y IV		7,503.4	1,984.6	2,610.6	2,908.2
CC Altamira V		9,566.7	1,664.3	3,080.9	4,821.6
CC Tamazunchale		10,626.3	1,601.2	3,109.1	5,915.9
CC Río Bravo IV		4,391.7	842.7	1,297.6	2,251.3
CC Tuxpan V		5,592.7	739.7	1,518.1	3,334.9
CC Valladolid III		4,702.7	962.1	943.1	2,797.4
CCC Norte		5,594.5	883.1	1,525.3	3,185.7
Subtotal CCC		109,798.5	19,144.5	32,985.4	57,668.6
Gasoducto Cd. Pemex Valladolid		1,073.6	1,028.3	35.1	10.2
Subtotal TRN		1,073.6	1,028.3	35.1	10.2
Terminal de Carbón de la CT Presidente Plutarco Elías Calles		416.1	335.2	76.8	4.1
Subtotal Terminal		416.1	335.2	76.8	4.1
Total de proyectos de inversión Condicionada		\$ 111,288.2	\$ 20,508.1	\$ 33,097.3	\$ 57,682.8

26. Información por segmentos

Al 31 de Diciembre de 2011, la CFE cuenta con una Red Nacional de Fibra Óptica de 38,497.06 kilómetros que se dividen en Red Internodal: 36,044.87 Kilómetros y Red de Acceso y Acceso Local; 2,452.19 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 2011 respecto a la expansión de la red de fibra óptica, la misma presenta incremento de sólo 3,906.44 Km respecto a 2010 derivado de falta de recursos de inversión en 2011. Con el Proyecto DWDM se tuvo un incremento en capacidad más no en longitud de la red de fibra óptica.

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.

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.

Durante el 2010, los esfuerzos de la CFE además de promocionar sus servicios entre operadores de telecomunicaciones y grandes usuarios externos, se incrementó la promoción entre los clientes internos; a firmar contratos comerciales y entregar servicios solicitados a clientes; y al implementar un sistema de calidad que ayude a reducir los tiempos de los procesos.

Hasta el mes de diciembre de 2011, se han firmado 116 contratos con 66 Clientes o Instituciones, los cuales se enlistan a continuación:

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

No.	Clientes
1.	Petróleos Mexicanos (PEMEX)
2.	Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT)
3.	Tribunal Electoral del Poder Judicial de la Federación (TRIFE)
4.	Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI)
5.	Pegaso PCS, S. A. de C. V.
6.	Protel I-Next, S. A. de C. V.
7.	MarcatelCom, S. A. de C. V.
8.	Televisión Internacional, S. A. de C. V.
9.	Total Play S.A. de C.V., antes Iusatel, S. A. de C. V.
10.	Axtel, S.A.B. de C. V.
11.	G.TelComicación S.A.P.I., antes B.TEL, S. A. de C. V.
12.	Compañía Hidroeléctrica La Yesca, S. A. de C. V.
13.	Cementos Moctezuma, S. A. de C. V.
14.	Cable Visión Regional, S. A. de C. V.
15.	Econo Cable, S. A. de C. V.
16.	TV Ojo Caliente, S. A. de C. V.
17.	Industriales Peñoles, S. A. de C. V.
18.	Compañía Minera La Parreña, S. A. de C. V.
19.	XC Networks, S. A. de C. V.
20.	Cablemas Telecomunicaciones, S. A. de C. V.
21.	Universidad Autónoma de Coahuila
22.	Megacable, S.A. de C.V.
23.	Operbes, S. A. de C. V.
24.	Ica Infraestructura, S. A. de C. V.
25.	Cablevisión Red, S. A. de C. V.
26.	Comisión Estatal de Energía de Baja California
27.	México Red de Telecomunicaciones, S. de R. L. de C. V.
28.	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
29.	José Guadalupe Manuel Trejo García
30.	Minera Peñasquito, S. A. de C. V.
31.	Comisión Nacional Forestal
32.	Sociedad de la Información y el Conocimiento (SCT)
33.	Radiomóvil Dipsa, S. A. de C. V.
34.	Minera Maple, S. A. de C. V.
35.	Secretaría de Economía
36.	Fondo de Información y Documentación para la Industria INFOTEC
37.	Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares
38.	Televisión por Cable del Norte de Sonora, S. A. de C. V.
39.	Servicios Administrativos CIT, S. C.
40.	Nacional Financiera, S. N. C.
41.	Alestra, S. de R. L. de C. V.
42.	Grupo de Telecomunicaciones Mexicanas, S. A. de C. V. (GTM)
43.	TV de Uruapan, S. A.
44.	Centro de Contacto Avanzado, S. A. de C. V.
45.	Compañía de Generación Valladolid, S.A. de C.V.
46.	Fideicomiso para el ahorro de energía eléctrica
47.	Kbest Technologies de México, S.A. de C.V.
48.	Micro enlace de México S. de R. L. de C. V.
49.	Desarrollos Mineros de San Luis, S.A. de C.V.
50.	SAGARPA
51.	Productora Nacional de Biológicos Veterinarios
52.	Instituto Nacional de las Mujeres

53. Spacenet Comunicacions Services de México, S.A. de C.V.
54. Minera Tizapa S.A, de C.V.
55. Fuerza Eólica del Istmo, S. A. de C. V
56. Repotenciación CT Manzanillo, S.A. de C. V.
57. Compañía de Energía Mexicana, S. A. de C. V.
58. Compañía de Energías Ambientales de Oaxaca, S.A. de C.V.
59. Moda en Distribución, S. A. de C. V.
60. Productora Virtual Académica, S.A. de C.V.
61. Sistemas de Televisión por Cable de Michoacán, S.A. de C.V.
62. Geny Margarita Moguel Rejón
63. Compañía Mexicana de Gerencia y Operación, S.A. de C.V.
64. Instituto Estatal de Educación Pública de Oaxaca
65. Cablevisión Red, S.A de C.V.
66. Megacable Comunicaciones de México, S.A. de C.V.

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:

Al 31 de Diciembre de 2011 (miles de pesos)

SERVICIOS DE:

Concepto	CFE		
	ENERGIA	TELECOM	TOTAL
Ingresos	\$291,500,768	438,362	\$ 291,939,130
Depreciación y amortización	28,372,179	1,577	28,373,756
Resultado integral de financiamiento	(19,234,314)	(1,726)	(19,236,040)
Utilidad (Pérdida) de operación	(27,233,565)	163,970	(27,069,595)
Inversión en activos productivos	690,084,352	21,052	690,105,404
Activos totales	906,176,696	234,862	906,411,558

Al 31 de Diciembre de 2010 (miles de pesos)

Concepto	SERVICIOS DE:		TOTAL
	ENERGIA	CFE TELECOM	
Ingresos	\$254,150,355	266,984	\$ 254,417,339
Depreciación y amortización	27,207,696	1,657	27,209,353
Resultado integral de financiamiento	(2,694,632)	(5)	(2,694,637)
Utilidad (Pérdida) de operación	(37,228,535)	103,401	(37,125,134)
Inversión en activos productivos	671,183,664	22,630	671,206,294
Activos totales	841,100,035	102,238	841,202,273

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 cuya integración es como sigue:

	2011	2010
Generación	\$ 319,723,556	\$ 322,608,433
Transmisión y transformación	123,525,095	122,271,435
Fibra óptica	4,585,632	3,773,004
Control	690,734	776,293
Distribución	202,564,448	185,014,102
Construcción	998,880	958,763
Corporativo	1,166,324	1,178,258
Total de propiedades, plantas y equipo	\$ 653,254,669	\$ 636,580,288

c. Ingresos por división (zona geográfica)

	2011	2010
Baja California	\$ 16,916,400	\$ 15,115,356
Noroeste	19,235,839	16,136,810
Norte	19,913,825	17,247,350
Golfo Norte	41,758,648	35,320,438
Centro Occidente	12,036,967	10,521,778
Centro Sur	11,559,332	10,034,467
Oriente	15,029,675	12,993,384
Sureste	11,802,085	10,291,598
Bajío	28,266,433	24,020,620
Golfo Centro	13,236,741	11,271,627
Centro Oriente	16,664,774	14,277,909
Peninsular	12,205,073	10,776,674
Jalisco	18,684,041	16,631,030
Zona Central del País	45,810,426	41,996,309

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
Organismo Público Descentralizado del Gobierno Federal

Zona Central del País	45,810,426	41,996,309
Subtotal ventas al detalle	\$ 283,120,259	\$ 246,635,350
En bloque para reventa	\$ 1,345,722	\$ 985,936

Otros programas:

Consumos en proceso de facturación:	1,961,780	2,339,378
Usos ilícitos	1,246,429	914,321
Por falla de medición	1,109,912	607,031
Por error de facturación	1,388,532	1,197,566
	\$ 5,706,653	\$ 5,058,296
Otros productos de explotación	\$ 1,766,496	\$ 1,737,758
Total productos de explotación	\$ 291,939,130	\$ 254,417,339

d. Ingresos por grupos homogéneos de clientes

Ventas al detalle	2011	2010
Servicio doméstico	\$ 59,821,744	\$ 53,910,005
Servicio comercial	36,068,085	32,855,289
Servicio para alumbrado público	15,122,822	13,796,106
Servicio agrícola	5,888,024	4,131,719
Servicio industrial	166,219,584	141,942,230
Total ventas al detalle	283,120,259	246,635,349
En bloque para reventa	\$ 1,345,722	\$ 985,936
Otros programas:		
Consumos en proceso de facturación	1,961,780	2,339,378
Usos ilícitos	1,246,429	914,321
Por falla de medición	1,109,912	607,031
Por error de facturación	1,388,532	1,197,566
	\$ 5,706,653	\$ 5,058,296
Otros productos de explotación	\$ 1,766,496	\$ 1,737,758
Total productos de explotación	\$ 291,939,130	\$ 254,417,339

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

27. Hechos posteriores a la fecha de los estados financieros

1.- Adopción de las "Normas Internacionales de Información Financiera" (NIIF)

Por determinación de la Comisión Nacional Bancaria y de Valores, todas las empresas que cotizan en bolsa o que sean emisoras de deuda en directo –como es el caso del Organismo- deben aplicar las NIIF a partir del 1 de enero del 2012.

De este modo, la fecha de transición a NIIF es el 1 de enero del 2011, la fecha de los estados financieros comparativos es el 31 de diciembre de 2011 y la fecha de adopción de las NIIF es el 31 de diciembre de 2012.

1-A.- Descripción de los cambios a las principales políticas contables del Organismo:

- i) Estimación de cuentas de dudosa recuperación. Se cambia la política para el cálculo de la reserva de costo estimado a pérdida incurrida.
- ii) Materiales para operación. Un cierto número de almacenes se presentarán dentro del rubro de activo fijo y no como activo circulante, y de ellos los de la central nucleoelectrica se depreciarán.
- iii) Los activos fijos adquiridos a través del esquema de PIDIREGAS se depreciarán por componentes.
- iv) Se debe incorporar el riesgo de crédito en la valuación de los instrumentos financieros derivados.
- v) Las servidumbres de paso se registrarán como activo intangible y ya no como gasto directo.
- vi) El desmantelamiento de la planta nuclear se traspasará del rubro de Otros Activos al de Activo Fijo y además se recalculará a su valor presente el pasivo por desmantelamiento.
- vii) Los gastos de expedición de deuda documentada y de deuda Pidiregas se capitalizarán, dejándose de registrar como un gasto.
- viii) En los beneficios a empleados posteriores al empleo y a largo plazo se reconocerán las pérdidas actuariales no reconocidas conforme a NIF.
- ix) Las aportaciones recibidas de terceros para proveerles del servicio de energía eléctrica se registrarán como un ingreso diferido y ya no como incremento directo a patrimonio.
- x) Algunos contratos registrados como contratos de servicio tienen características de arrendamientos, por lo que se reconocerá el valor neto en libros de los activos fijos y los pasivos financieros por dichos contratos a la fecha de transición.
- xi) Dejará de reconocerse como subsidio en el Estado de Resultados la diferencia entre el monto del aprovechamiento y el subsidio calculado hasta la fecha, para registrarse como subsidio sólo el valor del aprovechamiento.
- xii) Se incluirán en los estados financieros consolidados tres fideicomisos al tener el Organismo la mayoría de voto o bien la mayoría de sus riesgos y beneficios.

1-B.- Por importancia relativa, algunos de los cambios a las principales políticas contables del Organismo descritos en la sección 1-A no se materializarán en ajustes en la etapa de transición. La importancia relativa se fijó en el equivalente al 1% del patrimonio a la fecha de transición, el cual ascendió a \$352,656,762, por lo que el monto de importancia relativa se determinó en \$3,526,567. Dicho lo anterior y en cumplimiento con la Interpretación a las Norma de Información Financiera (INIF) 19 "Cambio derivado de la adopción de las Normas

Internacionales de Información Financiera", enseguida se revelan los ajustes que se plasmarán en el balance de transición a NIIF, a cifras estimadas:

- 1) Por los contratos de servicio con características de arrendamiento: \$62,502,464 de más en el activo fijo, \$ 9,497,536 de menos en el patrimonio y \$72,000,000 de incremento en el pasivo.
- 2) Por el recálculo del desmantelamiento de la planta nuclear: \$7,451,348 de menos en el activo, \$7,169,727 de menos en el pasivo y \$ 281,621 de menos en el patrimonio.
- 3) Por la depreciación de los materiales para operación de la central nucleoelectrica: \$415,808 de menos en el activo fijo y \$ 415,808 de menos en el patrimonio.
- 4) Por la consolidación de los tres fideicomisos: \$2,267,453 de más en el activo, \$152,746 de más en el pasivo y \$2,114,707 de más en el patrimonio.
- 5) Por el pasivo por beneficio a empleados: \$142,704,000 de más en el pasivo y \$142,704,000 de menos en el patrimonio.
- 6) Por la reserva de cuentas por cobrar: \$4,923,673 de más en el activo y \$4,923,673 de más en el patrimonio.

28. Nuevos pronunciamientos contables

Continuando con el objetivo de avanzar hacia una mayor convergencia, con las Normas Internacionales de Información Financiera en 2011 el CINIF promulgó algunas NIF y algunas modificaciones a las NIF e INIF vigentes, que entran en vigor a partir del 1º de enero de 2012 y 2013, las cuales se describen a continuación:

Nuevas NIF:

- NIF B-3 "Estado de resultado integral".
- NIF B-4 "Estado de cambios en el capital contable".

NIF e INIF con mejoras que representan cambios contables:

- NIF A-7 "Presentación y revelación"
- Boletín B-14 "Utilidad por acción".
- NIF C-1 "Efectivo y equivalentes de efectivo".
- Boletín C-11 "Capital contable".
- NIF D-3 "Beneficios a los empleados".
- Boletín C-15 "Deterioro en el valor de los activos de larga duración y su disposición".
- INIF 3 "Aplicación inicial de las NIF".

NIF con mejoras que no representan cambios contables:

- NIF B-8 "Estados financieros consolidados o combinados".
- NIF C-7 "Inversiones en asociadas y otras inversiones permanentes".
- NIF C-8 "Activos intangibles".
- NIF D-4 "Impuestos a la utilidad".

29. Emisión de los estados financieros

Estos estados financieros han sido aprobados con fecha 2 de marzo de 2012, por el Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid, Director General; Lic. Francisco J. Santoyo Vargas, Director de Finanzas; C.P. Oscar H. Lara Andrade, Subdirector de Control Financiero y la C.P. Aurora Navarrete Díaz, Gerente de Contabilidad, responsables de la información financiera del Organismo.



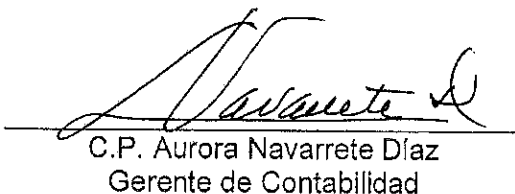
Mtro. Antonio Vivanco Casamadrid
Director General



Lic. Francisco J. Santoyo Vargas
Director de Finanzas



C.P. Oscar H. Lara Andrade
Subdirector de Control Financiero



C.P. Aurora Navarrete Díaz
Gerente de Contabilidad