



*Comisión Federal de Electricidad*

# **INFORME ANUAL 2016**

# Contenido

## 004 PRINCIPALES LOGROS EN 2016

Logros financieros  
Logros Operativos

## 020 CARTA DE PRESENTACIÓN

## 022 INDICADORES FINANCIEROS

## 024 NUESTRA EMPRESA

Misión  
Visión  
Valores institucionales  
A través del tiempo

## 038 SITUACIÓN FINANCIERA

Estados Financieros  
Ingresos  
Ventas de energía a usuarios  
Costos  
Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones  
Resultado del ejercicio  
Costo financiero  
Activo total  
Pasivo Total  
Emisión de Deuda  
Patrimonio  
Control de Riesgos Financieros  
Financiamiento  
Pasivo Laboral  
Principales Políticas y Criterios Contables y de Información Financiera

## 048 PROCESOS CENTRALES DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA DESARROLLADOS POR LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

## 050 GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD

Infraestructura de generación  
Evolución de la Capacidad Efectiva  
Indicadores de Generación  
Generación bruta  
Variaciones de los indicadores respecto a las metas 2016  
Generación neta por tipo  
Uso de fuentes primarias en la generación de energía  
Energías limpias y renovables

Conversión de centrales a combustión dual  
Operaciones en el Mercado Eléctrico

## 058 TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD

Infraestructura de transmisión  
Indicadores de Transmisión  
Actividades operativas de transmisión  
Reforzamiento de enlaces críticos  
Deslinde del Control Físico de la Red Nacional de Transmisión  
Creación de CFE Transmisión

## 062 DISTRIBUCIÓN DE ELECTRICIDAD

Infraestructura de Distribución  
Fondo de Servicio de Universal Eléctrico (FSUE)  
Indicadores Relevantes  
Eficiencia del Proceso de Distribución  
Pérdidas de energía  
Creación de CFE Distribución

## 066 COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Ingresos por Ventas de Electricidad  
Crecimiento de Usuarios  
Usuarios por entidad  
Indicadores Relevantes  
Cartera Vencida  
Canales de atención  
Convenio para la atención de clientes  
Creación de CFE Suministrador de Servicios Básicos  
Creación de CFE Suministrado Calificados  
Tarifas de Electricidad

## 074 OBRAS DE ELECTRIFICACIÓN

Obras de electrificación en zonas de población indígena  
Obras de electrificación en el marco de la Cruzada Nacional Contra el Hambre  
Obras de electrificación en escuelas

## 076 PROVEEDURÍA DE INSUMOS BÁSICOS

CFE International y CFEEnergía  
CFE International: filial de comercio internacional de la CFE  
CFEEnergía

## 080 SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES

## 082 SERVICIOS A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

## 084 PROGRAMA DE AHORRO DE ENERGÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO

## 086 INFRAESTRUCTURA DE GAS NATURAL

Proyectos de transporte de gas natural en operación en 2016

## 092 INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

Centrales de generación de electricidad concluidas en 2016  
Centrales de generación en construcción  
Centrales de generación en licitación

## 098 INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

Proyectos de Transmisión concluidos en 2016  
Proyectos de Transmisión presupuestales concluidos  
Proyectos de Transmisión en construcción  
Proyectos de Transmisión en licitación

## 102 INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

Proyectos de Distribución concluidos (Inversión presupuestal)  
Proyectos de Distribución Concluidos (Inversión Financiada)  
Proyectos de Distribución en Construcción (Inversión Financiada)  
Proyectos de Distribución en Licitación (Inversión Financiada)

## 104 LICITACIÓN Y CONTRATACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN FINANCIADA 2016

## 106 SEPARACIÓN LEGAL Y ADMINISTRATIVA

Principales elementos de los Términos para la Estricta Separación Legal

Avances en la separación de la CFE  
Actividades posteriores a la separación del CENACE  
Separación de Empresas de Generación  
Redefiniciones de la Red Nacional de Transmisión  
Nuevo límite entre Transmisión y Distribución  
Separación de sistemas informáticos  
Apoyo a la regulación sectorial

## 110 ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS PARA LA OPERACIÓN DE LA CFE

Recursos humanos  
Recursos materiales  
Adquisiciones, arrendamientos y servicios  
Protección de Activos

## 114 ESTRATEGIA DIGITAL RENDICIÓN DE CUENTAS Y COMBATE A LA CORRUPCIÓN

## 116 RENDICIÓN DE CUENTAS Y COMBATE A LA CORRUPCIÓN

## 118 TRANSPARENCIA Y ÉTICA

Participación de testigos sociales  
Ética Corporativa  
Programa de Igualdad entre Mujeres y Hombres  
Solicitudes de información pública

## 120 EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN SOBRE LA EJECUCIÓN DE LOS PROGRAMAS ANUALES DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

Programa Operativo Anual 2016  
Presupuesto 2016  
Programa Financiero Anual 2016

## 126 ANEXOS

# PRINCIPALES LOGROS EN 2016

## LOGROS FINANCIEROS

Durante 2016, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) trazó objetivos claros respecto al fortalecimiento de sus finanzas, los cuales se cumplieron de manera satisfactoria. Sin embargo, la CFE aún tiene mucho por hacer en su estrategia de saneamiento financiero y mejoras continuas.

↑ 15.5%

Los ingresos acumulados aumentaron 47,341 millones de pesos, es decir, 15.5 por ciento comparado con los ingresos reportados el año anterior. Este incremento se debe, principalmente, a una mayor venta de energía e ingresos por subsidio.

El crecimiento de la plantilla laboral se contuvo y el presupuesto destinado a servicios personales disminuyó 3 por ciento en comparación con lo registrado en 2014. Durante el periodo 2000-2014, la tendencia de crecimiento fue de 6 por ciento anual.

↓ 30.8%

Los costos disminuyeron 122,862 millones de pesos, equivalentes a 30.8 por ciento respecto a 2015. La cifra es resultado, especialmente, de una disminución en el pago de obligaciones laborales.

↓ 13.4%

Los gastos operativos de la CFE disminuyeron 13.4 por ciento entre 2013 y 2016.

### Ingresos

+15.5%



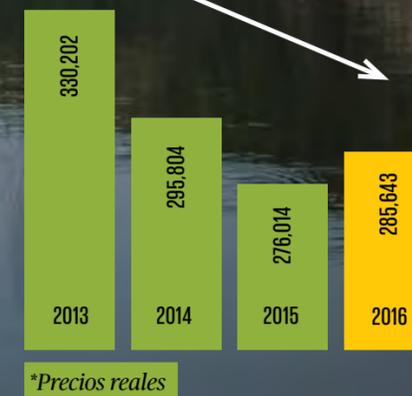
### Costos

-30.8%



### Gastos de operación\*

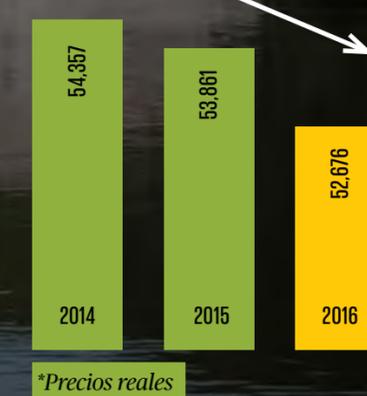
-13.4%



\*Precios reales

### Servicios personales\*

-3%



\*Precios reales

CH ALFREDO ELÍAS AYUB (LA YESCA) NAVARIT

Cifras en millones de pesos.

La CFE logró reducir la exposición cambiaria gracias a la implementación de una estrategia de disminución de riesgos financieros, la cual incluyó la obtención de coberturas contra fluctuaciones de tipo de cambio.

**Exposición cambiaria 2002-2016**

■ Moneda nacional  
■ Moneda extranjera

30.9%



**Menor endeudamiento 2015-2017**

■ Aprobado ■ Ejercido



La CFE cumplió el objetivo de un menor endeudamiento. Esto es resultado de diversas transformaciones al interior de la empresa, que han permitido robustecer su base de ingresos y reducir de manera sistemática sus costos.

CH LEONARDO RODRÍGUEZ ALCÁINE EL CAJÓN TEPIC

Cifras en millones de pesos.

*Derivado de la reforma energética, la CFE logró una exitosa renegociación del Contrato Colectivo de Trabajo.*

*La reforma establecía que si se lograban acuerdos entre la administración y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) para reducir el pasivo laboral, el Gobierno Federal aportaría un peso por cada peso de ahorro que se alcanzara en la negociación.*

↓ 161,080

En mayo de 2016, la CFE fue capaz de reducir en 161,080 millones de pesos el pasivo laboral asociado a pensiones y jubilaciones. Este pasivo crecía a un ritmo aproximado de 70,000 millones de pesos cada año y, de no detener su crecimiento, la CFE habría deteriorado el patrimonio en los próximos dos años.

322,160

En diciembre de 2016, la CFE recibió la aportación del Gobierno Federal, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), lo que significó una capitalización de la empresa en su conjunto de 322,160 millones de pesos.

316%

Como resultado final de estas negociaciones y la revaluación de activos, el patrimonio de la CFE pasó de 129,946 millones de pesos en 2015 a 540,697 millones de pesos en 2016, lo que representa un incremento de 316 por ciento.

CCI, LA PAZ, BAJA CALIFORNIA SUR

**Pasivo laboral  
2012-2016**

-42.2%



\*Incluye la aportación del Gobierno Federal

**Patrimonio  
2010-2016**

316%



Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF)

El efecto combinado de los logros financieros se tradujo en el primer resultado con utilidades desde 2010 y el más alto en la historia de la CFE, registrando un resultado neto positivo de 76,256 millones de pesos.

Resultado neto  
2010-2016

76,256



Cifras en millones de pesos.

# LOGROS OPERATIVOS

*Cada año, la CFE ha reducido el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica en su proceso de distribución, para alcanzar la meta de entre 10 por ciento y 11 por ciento en 2018.*

CE LA VENTA, JUCHITÁN OAXACA

## 12.36%

Al cierre del 2016, se mejoró el valor de pérdidas de energía que se tenía antes de tomar control de la región zona centro del país, es decir, de 12.46 por ciento en el 2009 al 12.36 por ciento.

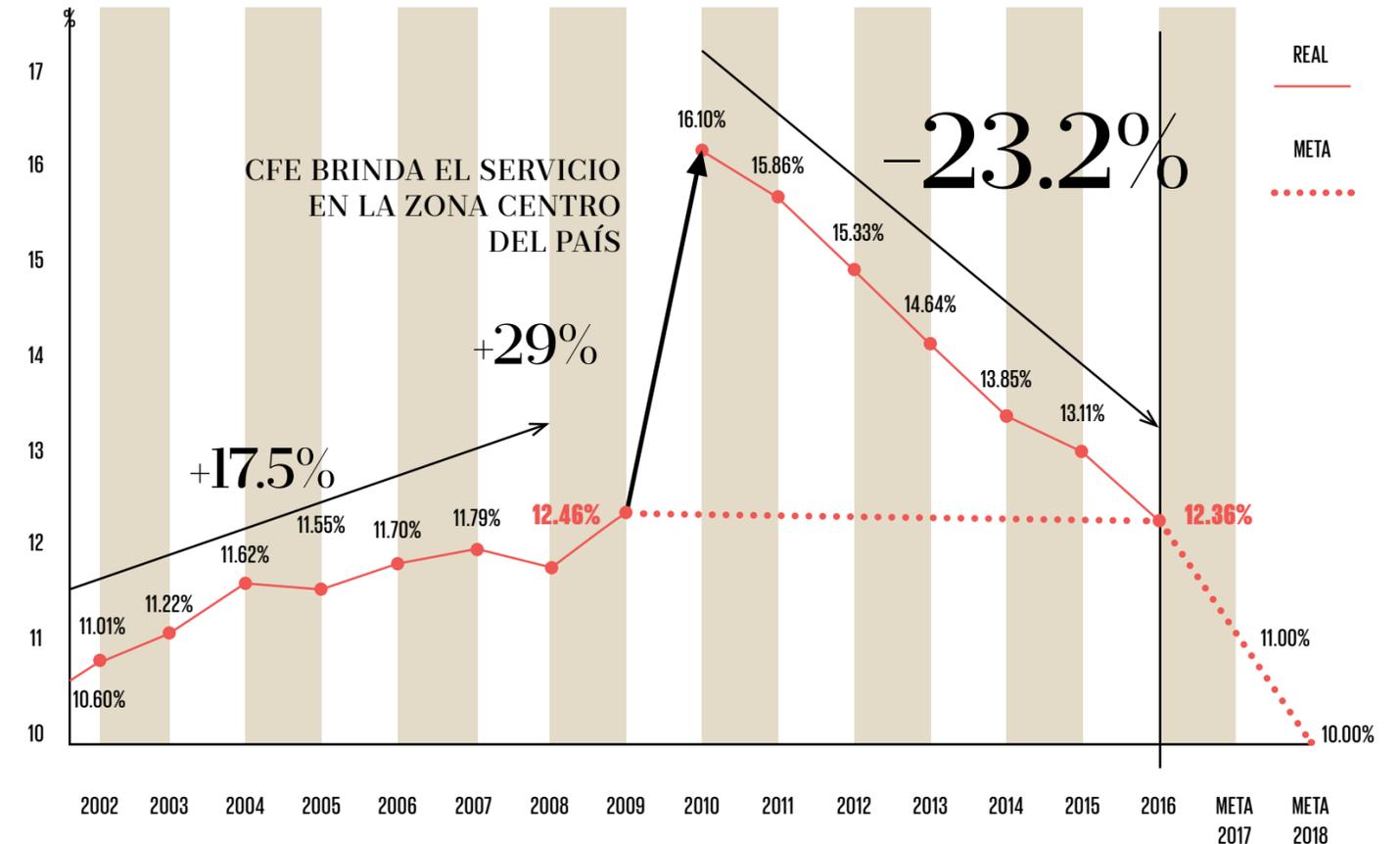
## -23.2%

Desde 2010, las pérdidas han disminuido de 16.10 por ciento a 12.36 por ciento.

## 10-11%

Para el cierre del 2018 la meta propuesta es de entre 10 y 11 por ciento.

Porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas de energía en el proceso de distribución



El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) sin eventos fue de 31.77 minutos en 2016, lo que representa una reducción de 5.02 minutos respecto a 2015.

El TIU sin eventos promedio en el 2016 fue de 31.77 minutos, lo cual significó una disminución del 89.5 por ciento comparado con los 303.41 minutos del 2000.

En 2016, la cartera vencida de la CFE representó 38,638 millones de pesos, lo que significó una disminución de 4,682 millones (-10.8 por ciento) respecto a 2015.

↓ **5.02**  
Minutos

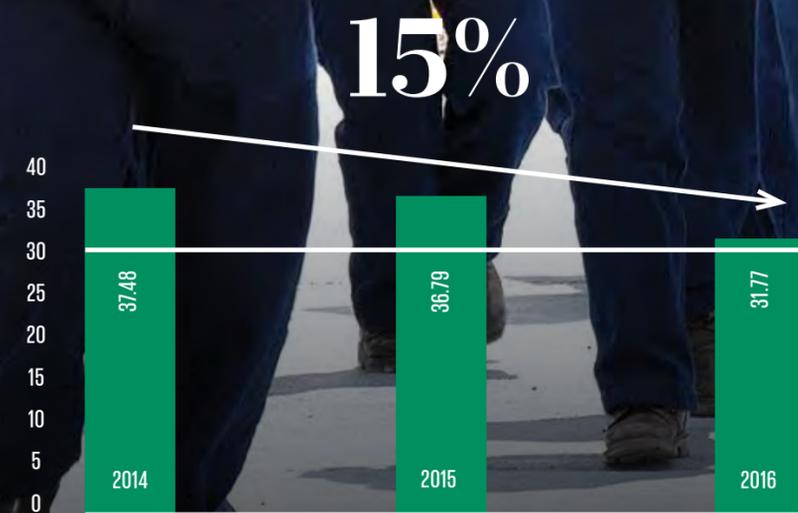
↓ **89.5%**

↓ **-10.8%**  
Cartera vencida

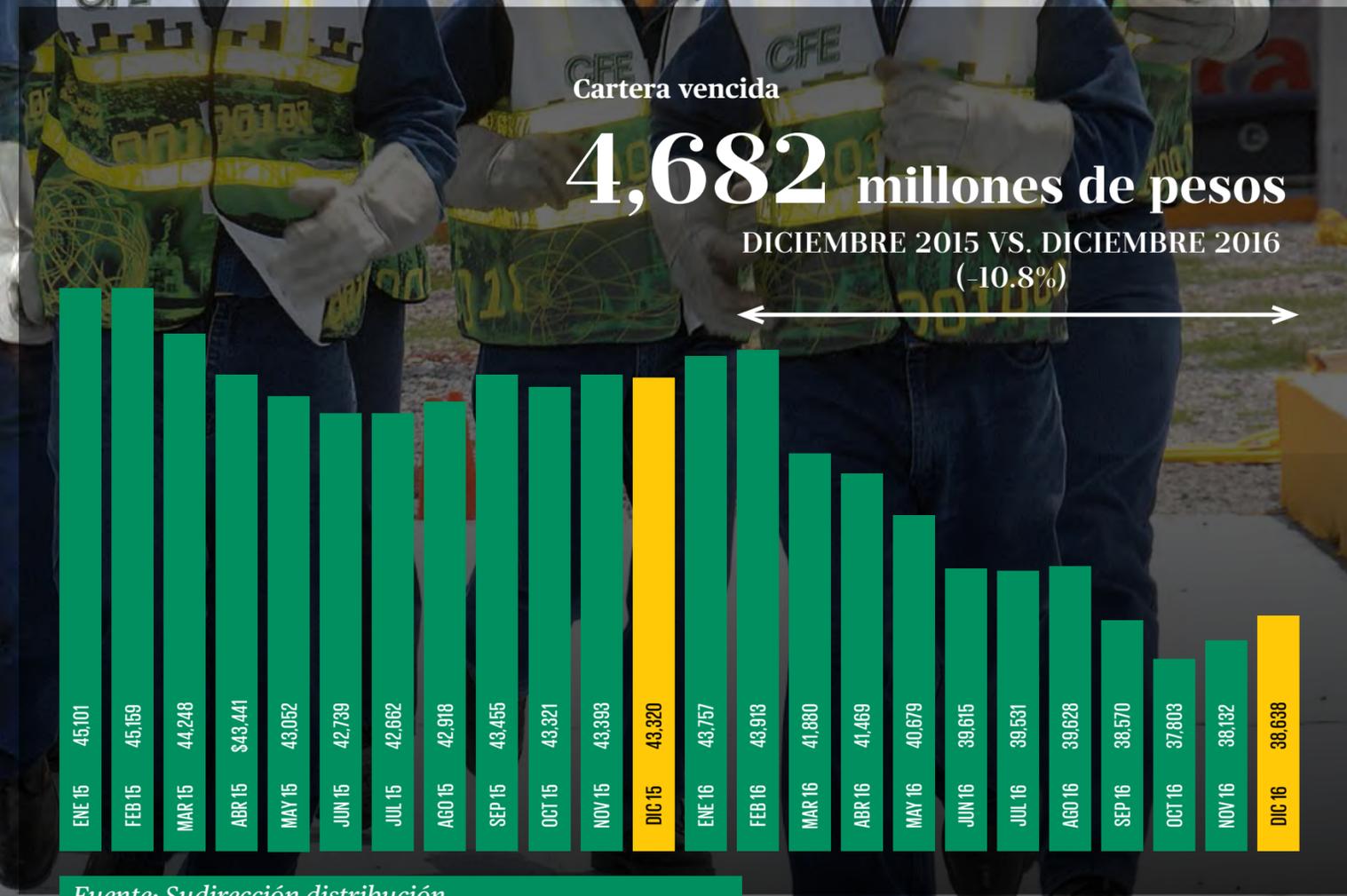


TIU sin eventos

30.1 minutos de referencia para el TIU sin eventos, que corresponde al valor del primer cuartil de 12 países que forman parte del Council of European Energy Regulators (CEER) y de la OCDE que reportaron del año 2009 a 2013.



CFE Distribución



Fuente: Sudirección distribución

Cifras en millones de pesos.

Quejas conciliadas con Profeco

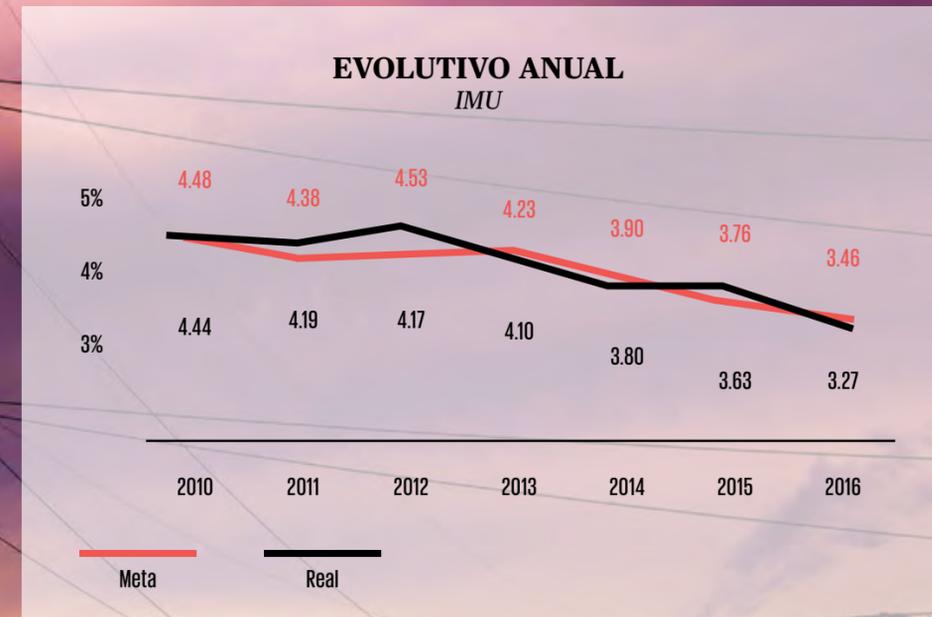


↓ 154,122

Las Inconformidades por cada Mil Usuarios (IMU) en 2016 representan una reducción de 154,122 quejas con relación a 2015.

↓ 25%

En 2016 se conciliaron con la Procuraduría Federal del Consumidor (Profeco) 21,749 quejas, lo que representa una baja de 25 por ciento con respecto a las 29,002 quejas registradas en 2015.



3.27%

El IMU nacional superó la meta establecida de 3.46 por ciento, presentando un valor real de 3.27 por ciento.

Con el objetivo de suministrar energía eléctrica a precios más competitivos, con mayor calidad y más amigable con el medio ambiente, la CFE ha promovido 78 proyectos estratégicos de infraestructura eléctrica y gasoductos en 30 estados del país, por una inversión cercana a 21,000 millones de dólares. El 35.9 por ciento inició operaciones en 2016, el 39.7 por ciento lo hará en 2017 y el restante 24.4 por ciento concluirá en los próximos dos años.

# 78 proyectos estratégicos



# 25

gasoductos con una inversión cercana a 13,800 millones de dólares y una longitud de 7,200 kilómetros (cuatro en operación, veinte en construcción y uno en licitación).

# 8

conversiones de combustóleo a dual que aprovecharán el gas natural de los nuevos gasoductos.

# 10

centrales de generación.

# 6

proyectos de generación con fuentes renovables.



CC GENERAL MANUEL ÁLVAREZ MORENO, MANZANILLO COLIMA

# 10

proyectos de transmisión.

# 19

proyectos de distribución.



# Carta de presentación

---

Para la Comisión Federal de Electricidad (CFE) 2016 fue un año de cambios, evolución y resultados. Como consecuencia de la Reforma Energética, la CFE dejó de ser una Empresa Paraestatal para convertirse en una Empresa Productiva del Estado. Esto significa que ahora tiene el objetivo de generar valor económico y rentabilidad para la Nación Mexicana, al tiempo que contribuye al desarrollo sustentable y sostenible del país.

A fin de avanzar en la consecución de este objetivo -y a partir de los lineamientos emitidos por la Secretaría de Energía- la CFE separó sus actividades durante 2016. En marzo de ese año, se crearon 13 empresas subsidiarias y filiales, especializadas en los distintos procesos de la cadena de generación y suministro de energía eléctrica. Posteriormente, en junio se instalaron sus respectivos órganos de gobierno y, en el último bimestre de 2016, la mayoría de las nuevas empresas subsidiarias y filiales comenzaron a operar de forma independiente.

Durante ese año, la CFE también dejó de ser una empresa de electricidad para convertirse en una empresa de energía. Consecuentemente, como lo hacen otras grandes compañías de su tipo en el mundo, la Comisión Federal de Electricidad ahora puede participar en la comercialización de combustibles. Así, la CFE puede tomar parte en actividades que aumenten la seguridad energética en México.

Esta separación y transformación de la Comisión Federal de Electricidad ha implicado superar importantes retos en un periodo reducido de tiempo. En meses, la CFE ha logrado lo que a otras empresas en el mundo les ha tomado años. Además, ha avanzado en esta transición sin poner en riesgo la continuidad y la calidad del servicio eléctrico que reciben los mexicanos.

En este sentido, durante 2016, la CFE también cosechó importantes logros. Entre ellos destaca que continuó con su estrategia de sustitución de combustibles caros y contaminantes -como el combustóleo y el diésel- por fuentes menos costosas y más ami-

gables con el medio ambiente -como el gas natural y las energías renovables- en sus procesos de generación. De esta forma, la empresa se fortaleció para competir en el nuevo mercado eléctrico que funciona bajo un principio fundamental: la energía eléctrica menos costosa se despacha primero.

Además de esta estrategia, la CFE estableció otros incentivos y herramientas para fortalecer la competitividad de la empresa. Al respecto, gracias a la Reforma Energética la CFE logró una exitosa renegociación del Contrato Colectivo de Trabajo. El acuerdo logrado entre empresa y trabajadores fue complementado con una aportación del Gobierno Federal, equivalente al ahorro conseguido, honrando el esfuerzo y los resultados alcanzados. Gracias a ello, el pasivo laboral se redujo en cerca de 40 por ciento y el patrimonio se incrementó en más de 140 por ciento.

Además, la CFE alcanzó avances significativos en el fortalecimiento de sus finanzas, a partir del incremento en ingresos y la disminución de costos, así como la reducción en su nivel de endeudamiento. La combinación de estas acciones hizo posible que se obtuviera una utilidad neta cercana a los 76 mil millones de pesos.

En el presente Informe Anual 2016, se exponen las acciones más relevantes que la Comisión Federal de Electricidad llevó a cabo durante el año al que se hace referencia. En él, se podrá apreciar que la CFE cuenta con una estrategia clara para aumentar su competitividad, a fin de participar con éxito en el nuevo mercado eléctrico. Asimismo, este Informe demuestra que la empresa mantiene un firme compromiso con la transparencia y la rendición de cuentas.

En el futuro, la Comisión Federal de Electricidad seguirá aprovechando al máximo las herramientas que le brinda la Reforma Energética para fortalecerse, elevando su productividad y eficiencia. Con estas acciones, brindaremos a nuestros clientes un servicio de energía eléctrica de mayor calidad, a precios competitivos y con procesos más amigables con el medio ambiente.



PEDRO JOAQUÍN COLDWELL

Presidente del Consejo de Administración



JAIME F. HERNÁNDEZ MARTÍNEZ

Director General

# Indicadores financieros

Indicadores financieros				
	2016	2015	VARIACIÓN	
INGRESOS TOTALES	352,106	304,765	15.5%	
COSTOS <sup>1</sup>	249,227	222,726	11.9%	
RESULTADO ANTES DE OTROS COSTOS	102,879	82,039	25.4%	
COSTO DE OBLIGACIONES LABORALES	-111,828	68,564	-263.1%	
RESULTADO DE OPERACIÓN	142,131	-34,555	-511.3%	
RESULTADO NETO	76,290	-93,912	181.24%	
EBITDA <sup>2</sup>	48,524	47,353	2.5%	
BALANCE PRIMARIO	177,089	42,328.6	318.4%	
ACTIVO TOTAL	1,438,857,845	1,253,392	14.8%	
PASIVO LABORAL	361,114	625,084	-42.2%	
PATRIMONIO	506,892	129,947	290.947%	

<sup>1</sup> Integración de costos

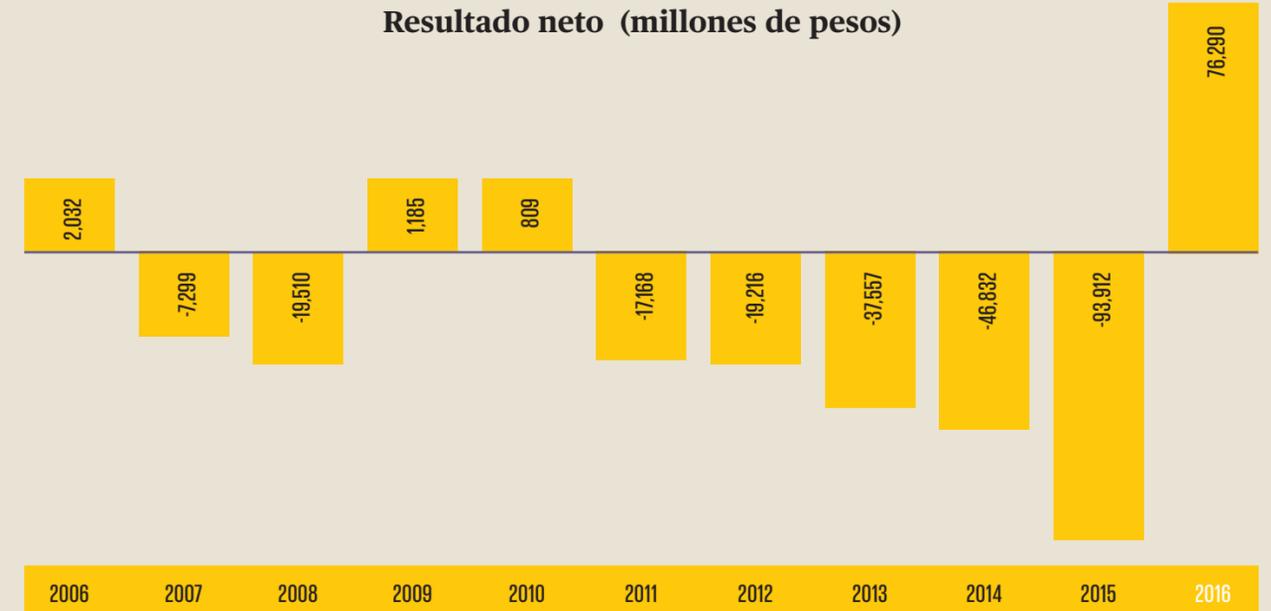
INTEGRACIÓN DE LOS COSTOS	DIC 16	DIC 15
ENERGÉTICOS Y OTROS COMBUSTIBLES	\$158,292	\$138,445
REMUNERACIONES	\$55,344	\$54,213
MANTENIMIENTO, MATERIALES Y SERVICIOS GENERALES	\$29,529	\$28,073
IMPUESTOS Y DERECHOS	\$2,542	\$1,996
COSTOS DEL MEM	\$3,519	\$0
COSTOS	\$249,227	\$222,726

<sup>2</sup> EBITDA significa beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones. Se calcula de la siguiente manera:

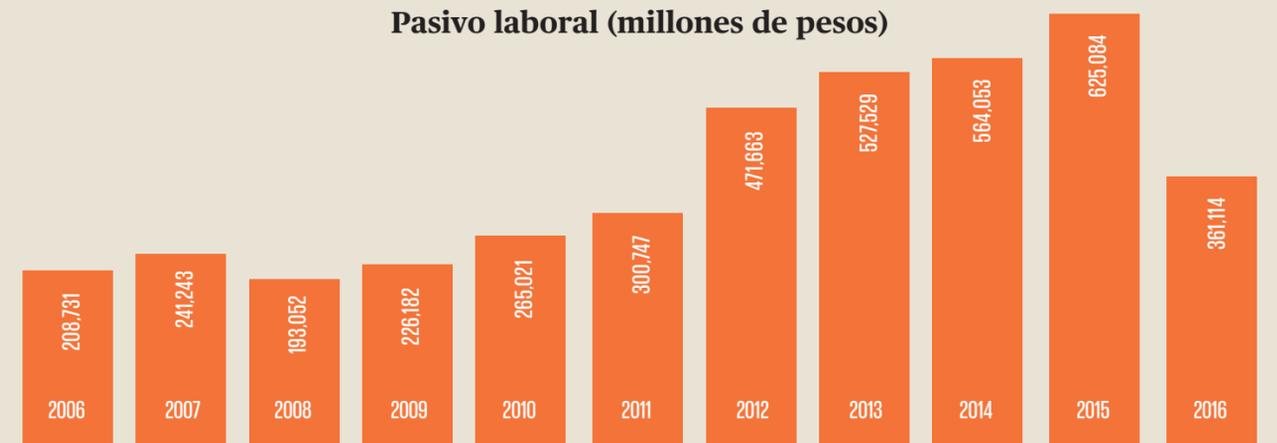
CÁLCULO DEL EBITDA	DIC 16	DIC 15
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$142,130	\$34,555
OBLIGACIONES LABORALES	\$111,828	\$68,564
DEPRECIACIÓN	\$53,384	\$45,473
PAGO DE PENSIONES Y PRIMAS DE ANTIGÜEDAD	\$35,162	\$32,129
EBITDA	\$48,524	\$47,353

Cifras en millones de pesos

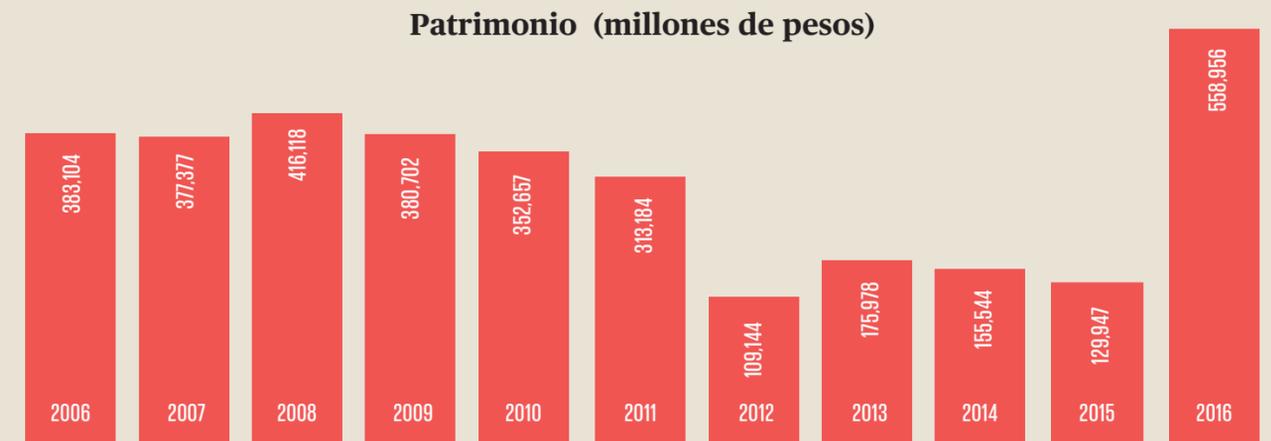
Resultado neto (millones de pesos)



Pasivo laboral (millones de pesos)



Patrimonio (millones de pesos)



# Nuestra empresa

## Misión

Prestar el servicio de energía eléctrica con criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad, comprometidos con la satisfacción de los clientes, el desarrollo del país y la preservación del medio ambiente.

## Visión

Ser una empresa de energía, de las mejores en el sector eléctrico a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial.

Una empresa reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable.

## Valores institucionales

La CFE cuenta con un gobierno corporativo sólido, compuesto por un Consejo de Administración integrado por consejeros independientes con amplia experiencia, los cuales aportan sus conocimientos al proceso de convertir la CFE en una empresa productiva del Estado.

En esta nueva etapa, la empresa refuerza una cultura de integridad congruente con su misión, que promueve la transparencia, la productividad, la eficiencia y la responsabilidad. Dichos aspectos, plasmados en sus códigos de ética y de conducta, establecen una postura clara de cero tolerancia a la corrupción, así como el compromiso de asumir y promover la equidad de género, la igualdad de oportunidades y el trabajo digno, con pleno respeto a los derechos humanos.

# A TRAVÉS DEL TIEMPO

*El panorama de la industria eléctrica ha cambiado de manera radical en los últimos años. La CFE es una evidencia positiva de la evolución del sector.*



## 1938

La CFE instaló su primera planta generadora de electricidad, alimentada con diésel y con una potencia de 64 kilowatts (kW). Este mismo año, inició la construcción de la planta hidroeléctrica en el Estado de México.

## 1937

El presidente Lázaro Cárdenas decretó la ley con la que se crea la Comisión Federal de Electricidad. La misión primordial era organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener, a un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales.

## 1939

En el país había una capacidad instalada total de 608,642 kW. Del total, sólo 405 kW pertenecían a la CFE y el resto era de empresas privadas.

## 1944

El gobierno federal promulgó el reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, que confirmó la autoridad de la Secretaría de la Economía Nacional sobre el abasto eléctrico nacional.



## 1948

La capacidad total instalada era de 1,040,100 kW, de los cuales, la CFE contaba con 10.7 por ciento, equivalente a 111,400 kW.



## 1949

El presidente Miguel Alemán expidió un decreto que convirtió a la CFE en un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y patrimonio propio.

## 1950

La CFE daba servicio a 51,164 clientes. Sus instalaciones se encontraban en 167 localidades distribuidas en 20 estados del país.



## 1952

La CFE estableció el Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (Lapem) en la ciudad de Irapuato, Guanajuato.



## 1955

La capacidad instalada total de la CFE era de 113,398 kW, generaba 2,303 millones de kWh y contaba con 1,098 kilómetros de líneas de transmisión.



# 1960

*La CFE poseía 54 por ciento de la capacidad instalada en el país para atender el servicio público de electricidad.*

# 1965

*La CFE contaba con una capacidad de generación de*

# 10,575

*millones de kWh,*

*160 por ciento más que en 1960.*



# 1967

La CFE y la compañía de Luz y Fuerza del Centro (LFC) eran las únicas instituciones dedicadas a prestar el servicio público de energía eléctrica.

# 1962

Para el proceso de integración de sistemas, se creó la Oficina Nacional de Operación de Sistemas. En 1973, estas funciones fueron retomadas por el Despacho Nacional de Carga y, finalmente, recayeron en el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) en 1977.



# 1966

La CFE se convirtió en la primera empresa mexicana en participar en los mercados de valores europeos, al colocar directamente una emisión de bonos por un valor equivalente a 20 millones de dólares.

# 1975

El presidente Luis Echeverría decretó la nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, que designó a la CFE como el único organismo responsable de realizar todas las actividades relacionadas con la generación, conducción, transformación, distribución y venta de energía eléctrica.



# 1977

A 40 años de haber iniciado actividades, la CFE contaba con una capacidad instalada total de 11 millones de kW, 59,882 empleados y 80,000 kilómetros de líneas de distribución.



# 1990

Inició operaciones la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde con 654 megawatts (MW) de capacidad instalada.

# 1984

El secretario de Energía, Minas e Industria Paraestatal, Francisco Labastida Ochoa, presentó el Programa Nacional de Energéticos 1984-1988, que marcó la pauta a seguir en el diseño de una política energética global, la cual consideraba las acciones del gobierno y de la sociedad.



# 1989

La CFE creó el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE), instrumento que estableció que las actividades de generación, transmisión y distribución se realizarían con el mínimo costo y consumo de energéticos.



# 1998

La capacidad instalada de generación era de 34,384 MW, la generación bruta de energía eléctrica fue de 168,786 MW y las líneas de transmisión y distribución sumaron 610,642 kilómetros.



# 2002

La CFE logró superar los 40,000 MW de capacidad instalada y los 20 millones de clientes.



# 2003

La CFE formalizó el primer contrato para el suministro de gas natural licuado en México, asegurando el abastecimiento de este combustible a las nuevas centrales de generación instaladas en la región noreste del país.



# 2009

El gobierno federal decretó la extinción del organismo público descentralizado Luz y Fuerza del Centro. A partir de entonces, la CFE se encargó de continuar con la prestación del servicio de energía eléctrica en la región que atendía LFC.



# 2013

El presidente Enrique Peña Nieto promulgó la Reforma Constitucional en Materia Energética.

# 2014

El Ejecutivo federal promulgó las leyes secundarias en materia energética, como la Ley de la CFE y la Ley de la Industria Eléctrica, entre otras. Derivado de esto, la Comisión Federal de Electricidad pasó a ser una Empresa Productiva del Estado. En consecuencia, se instaló el Consejo de Administración y empezó la separación con la desincorporación del Cenace.

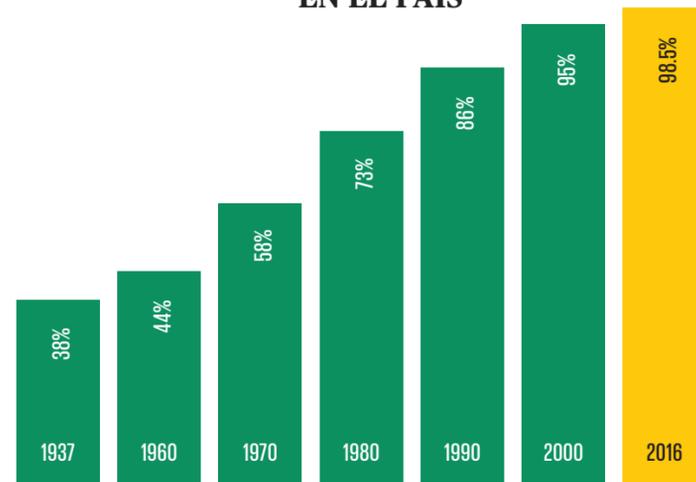
# 2015

LA SECRETARÍA DE ENERGÍA EMITIÓ LOS TÉRMINOS PARA LA ESTRICTA SEPARACIÓN LEGAL DE LA CFE.

# 2016

La CFE presentó los principales avances de la separación legal y la creación de empresas subsidiarias y filiales.

## EVOLUCIÓN DE ELECTRIFICACIÓN EN EL PAÍS



# MIRADA A LA CFE DE HOY

El grupo de empresas que se desprenden de la CFE, desempeñando actividades separadas y competitivas, hacen posible que 98.6 por ciento de los mexicanos cuenten con energía eléctrica. Su principal objetivo es preservar y desarrollar un alto grado de penetración y alcance de sus activos:

**831,087 KM**

*de redes de distribución.*

**55,564 MW**

*de capacidad instalada.*

**59,606 KM**

*de redes de transmisión.*

**40,766,173**

*clientes.*

## 186 centrales

*157 propias y 29 de Productores Independientes de Energía.*

**17**

*centrales de Ciclo Combinado (CC) y 23 PIE*

*/ 20,530 mW.*

**60**

*centrales hidroeléctricas / 12,092 mW.*

**20**

*centrales de vapor / 11,281 mW.*

**3**

*centrales carboeléctricas / 5,378 mW.*

**41**

*centrales de turbogás / 2,736 mW.*

**4**

*centrales geotérmicas / 874 mW.*

**3**

*centrales eólicas y seis PIE / 699 mW.*

**6**

*centrales de combustión interna / 358 mW.*

**2**

*centrales solares / 6 mW.*

**1**

*central nuclear / 1,608 mW.*

## PLAN DE NEGOCIOS 2017 - 2021

En 2016 se realizó el Plan de Negocios (PDN) de la Comisión Federal de Electricidad, el cual establece la dirección, hoja de ruta y acciones prioritarias de la empresa para el periodo 2017 a 2021. Las medidas establecidas están en línea con la estrategia y con el plan de transformación definidos a principio de 2015 y delineados en los planes de negocios anteriores.

La dirección estratégica de la CFE, en cumplimiento de su mandato como Empresa Productiva del Estado, es la responsable de desarrollar un portafolio de negocios optimizado y rentable enfocado en aportar valor al Estado mexicano.

El Plan de Negocios 2017 - 2021, elaborado en 2016, marca un hito histórico para la CFE debido a varios elementos distintivos:

- Es el primer PDN definido con base en los Términos para la Estricta Separación Legal y, ante un mercado que opera en competencia, bajo las reglas definidas por el marco legal de la reforma energética.
- Crea el primer acuerdo de desempeño entre las Empresas de la CFE y su corporativo. Al mismo tiempo, define el rol, los objetivos y las metas de cada una de las empresas y áreas de la Comisión Federal de Electricidad de manera independiente.
- Será aprobado y gestionado acorde con el nuevo modelo operativo y los recientes procesos y lineamientos clave, resaltando en particular los procesos de gestión del desempeño y aprobación de inversiones.

## OBJETIVOS CUMPLIDOS DE LA FASE I: CONSTRUIR

En el Plan de Negocios de la CFE se estableció que el periodo 2015 - 2016 serviría para replantear las condiciones estructurales de la empresa, capturar las oportunidades de mejora más inmediatas y aprovechar las brechas de oportunidad del momento regulatorio. Este ciclo fue nombrado como la fase de construir.

Los objetivos alcanzados durante esta fase se resumen a continuación. Además, se explicará a detalle el desarrollo de la estrategia en la sección que le corresponde temáticamente en el cuerpo del informe.



### Plan para la transformación de la CFE ante la reforma energética

#### FASE I 2015 - 2016

### CONSTRUIR

- Replantear condiciones estructurales y capturar oportunidades de mejora más acuciosas y evidentes.

- Responder a la ventana de oportunidad del momento regulatorio.

#### FASE II 2017 - 2018

### CONSOLIDAR

- Llevar a la organización al nuevo nivel de desempeño requerido y lograr la meta de reducción de costos.

- Evolucionar el portafolio.

- Lograr excelencia en atención a clientes.

- Iniciar comercialización de gas como un área de expansión.

#### FASE III 2019 en adelante

### COMPETIR

- Acelerar el crecimiento en comercialización de gas.

- Ampliar los vectores de crecimiento fuera del área de negocios medular.

- Sostener estándares altos de desempeño con mejora continua.

*Transformar la cultura de la organización a un entorno orientado al cliente y a la competitividad.*

## SEPARACIÓN DE LA CFE

La Ley de la Industria Eléctrica estableció el marco general para la división de la CFE, de modo que dejara de ser una empresa verticalmente integrada y se convirtiera en un conjunto de empresas con actividades independientes. En apego a dicha ley, la Secretaría de Energía emitió los Términos para la estricta separación legal de la CFE.

El detalle del proceso de separación se aborda en un apartado especial de este informe. A continuación se resumen los avances de los objetivos establecidos en el Plan de Negocios 2016 - 2020:

- La creación de la Oficina de la Transformación para asegurar el cumplimiento de los plazos, procesos e hitos marcados por la ley.
- La constitución de las empresas subsidiarias y filiales, así como la instalación de sus órganos directivos.
- La elaboración de los lineamientos para la separación de activos y pasivos.
- La separación contable de las empresas, con procedimientos de sistematización, en un tiempo récord de seis meses.
- El acuerdo temporal de asignación de personal para las empresas, en coordinación con la representación sindical y con pleno apego a los derechos de los trabajadores.
- La cesión jurídica a las empresas de más de 240,000 contratos con terceros.
- La separación física de espacios en más de 7,000 inmuebles.
- La implantación de un nuevo modelo de gestión centralizado en la tesorería, a fin de optimizar el flujo de caja consolidado y la plena independencia de gestión de cada empresa.
- La definición y el diseño de mecanismos para facturación de las empresas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- La definición del plan para la separación lógica de sistemas y comunicaciones, así como la implementación para subsidiarias de transmisión, distribución y suministro básico.
- La identificación de los servicios que el corporativo prestará a las empresas y la firma de los contratos respectivos.

## REESTRUCTURACIÓN DEL PASIVO LABORAL

En el primer semestre de 2016, la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM) acordaron un nuevo Contrato Colectivo de Trabajo. El principal beneficio del acuerdo fue garantizar la sostenibilidad del pasivo laboral a largo plazo, lo que brinda estabilidad financiera futura a la Comisión Federal de Electricidad.

## LAS CUATRO NUEVAS CONDICIONES DE MAYOR IMPACTO FUERON:

1. Se elevaron en 10 los años de servicios necesarios para jubilarse, tanto para mujeres como para hombres. El nuevo periodo mínimo es de 35 y 40 años de trabajo, respectivamente.
2. Se mantiene el esquema de cuentas individuales de pensión para los trabajadores de nuevo ingreso.
3. Se impulsó la migración voluntaria de los planes de compensación definida a los de contribución definida, a través del programa de Cuenta Individual de Jubilación (Cijubila).
4. Se otorgarán los bonos de desempeño a 30 por ciento de los trabajadores, en lugar de a 33 por ciento.



## ASIGNACIÓN DE LA TRANSFERENCIA DEL GOBIERNO FEDERAL

En atención a las nuevas condiciones creadas por la reforma energética, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) asignó en 2016 una transferencia por 30,000 millones de pesos para cubrir parte de los subsidios a las tarifas de electricidad. En el mismo año, la transferencia fue programada por 43,000 millones de pesos para el ejercicio 2017.

## NUEVOS MECANISMOS DE FINANCIAMIENTO

En 2016 se prepararon los elementos y el diseño para utilizar una nueva herramienta de inversión consistente en la monetización de activos. El instrumento es conocido como Fibra E y permitirá atraer capital privado.

La estrategia de incursionar en nuevas vías de financiamiento modifica la canalización tradicional de recursos previa a la Reforma Energética. Una consecuencia ha sido la disminución de solicitudes de proyectos con la metodología de Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (Pidiregas), situación notable a partir del proyecto de Presupuesto de Egresos de la Federación 2017.

## ENTRADA AL NUEVO RÉGIMEN FISCAL

Una de las nuevas condiciones estructurales para la CFE, establecidas por la Reforma Energética, fue su cambio de naturaleza jurídica, convirtiéndose en Empresa Productiva del Estado. Como parte de su nuevo régimen, la empresa dejó de ser causante del pago de aprovechamiento al gobierno federal, que en 2014, último año de dicha obligación, significó un importe por 58,000 millones de pesos.

En contraparte, la Comisión Federal de Electricidad tributa, desde 2016, el Impuesto Sobre la Renta (ISR) bajo las mismas condiciones de otros grupos empresariales.

## AVANCE EN LA CONVERSIÓN A GAS NATURAL

Entre sus objetivos de reducción de costos, la CFE desarrolla una estrategia de sustitución de combustibles caros y de altas emisiones por gas natural, que es de menor precio y más limpio.

En 2016 continuó el aprovechamiento del gas natural, la conversión de plantas para que aprovechen el combustible más limpio, los nuevos proyectos de ciclo combinado y la construcción de infraestructura de transporte del energético.

Los procedimientos de licitación que han dado acceso a la infraestructura de gasoductos han sido exitosos y han arrojado resultados como un costo promedio 60 por ciento inferior al estimado inicialmente en los proyectos. El virtual ahorro por estas reducciones supera los 6,000 millones de dólares.

## REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

La modernización de equipos, la construcción de infraestructura y la mejora de prácticas operativas han generado que la CFE continúe avanzando en su objetivo de reducir las pérdidas de energía. Al cierre de 2016, el porcentaje de pérdidas de energía en distribución fue de 12.36 por ciento, lo que significó 0.75 puntos porcentuales menos que al cierre de 2015. Con este resultado, las pérdidas de energía de la CFE recuperan los niveles que tenían antes de 2010, cuando se vieron incrementadas por el efecto de incorporar la zona centro del país, con pérdidas de energía superiores a 30 por ciento.

## DISMINUCIÓN DE CARTERA VENCIDA

En 2016, la cartera vencida de la CFE disminuyó en casi 11 por ciento con respecto a 2015. Dicho avance mejora la posición de la empresa subsidiaria de suministro básico.

## LANZAMIENTO DE PILOTOS Y CAPTURA DE OPORTUNIDADES

Durante 2016, la empresa realizó una amplia identificación de oportunidades para aumentar la productividad y reducir costos, las cuales darán sus mejores resultados cuando se consolide el proceso de separación de las actividades en empresas.

Dos iniciativas de corto plazo fueron implementadas, lo que capitalizó ahorros durante el mismo año. La primera fue la reducción de viáticos de capacitación, que permitió reducciones por 125 millones de pesos. La segunda fue la venta de vehículos y bienes no útiles, que generaron beneficios por 37 y 190 millones de pesos, respectivamente.

## INICIATIVAS DE CONTROL DE INVENTARIOS

En 2016 se llevaron a cabo iniciativas que ayudaron a reducir significativamente los niveles de inventario, tales como la verificación física y electrónica de existencias. Durante los primeros 11 meses del año, la CFE logró reducir el valor de los inventarios en 1,600 millones de pesos.

## GESTIÓN REGULATORIA

La CFE mantiene una estrecha colaboración con los reguladores del sector. Como parte de su gestión proactiva, la Secretaría de Energía definió los portafolios de plantas para las seis empresas productivas de generación y los manuales de operación del Mercado Eléctrico Mayorista. Con esto, la Comisión Federal de Electricidad pudo avanzar en el diseño de operaciones y estrategias para participar y contribuir a un mercado eléctrico competitivo y con certidumbre legal.

## COMUNICACIÓN DEL PLAN DE OPTIMIZACIÓN

Como parte de su plan de productividad y reducción de costos, la CFE trabajó durante 2016 para optimizar su parque de generación. En diciembre de 2015, la Comisión Federal de Electricidad informó al operador independiente del Sistema Eléctrico Nacional, el Centro Nacional de Control de Energía, su intención de optimizar, total o parcialmente, las unidades en 34 centrales. Estas plantas son de vapor y turbogás, con un alto costo de energía asociado.

## MEJORA DEL SERVICIO AL CLIENTE

Al cierre de 2016, la CFE logró disminuir 25 por ciento las quejas con respecto al año anterior. Esta reducción se logró, principalmente, gracias a tres iniciativas:

- Una estrategia de mejora integral del suministro de energía eléctrica, mediante la modernización de las redes eléctricas y la atención a emergencias.
- Un programa de fortalecimiento de atención al cliente, el cual redujo los tiempos de solución a quejas y reforzó la capacitación de los ejecutivos encargados de atenderlas.

25%

disminuyó el número de quejas durante 2016.

51

módulos de atención especializada se instalaron como parte del convenio de colaboración CFE y Profeco.



- La ejecución del Convenio de Colaboración entre la CFE y Profeco, a través de la instalación de 51 módulos de atención especializada en unidades de dicha dependencia.

## INICIATIVAS DE CONSOLIDACIÓN

Para asegurar la correcta ejecución de su estrategia, la CFE definió siete temas prioritarios para la gestión del Plan de Negocios. Dichas líneas de trabajo formarán las bases de la Agenda de Transformación para 2017.

- Consolidar la separación e instalación del nuevo modelo operativo y la gestión del desempeño con base en el Plan de Negocios.
- Desarrollar una cultura empresarial productiva e instalar un proceso de gestión del talento efectivo.
- Lograr las metas de productividad y control de costos definidas, con énfasis en el periodo hasta 2018.
- Priorizar y ejecutar inversiones dentro del techo definido y en seguimiento a los lineamientos aprobados por el Consejo de Administración.
- Gestionar proactivamente la agenda regulatoria de acuerdo con las prioridades definidas.
- Definir y comenzar la implementación del plan de tecnología y la habilitación digital de la transformación.
- Instalar y gestionar la función de riesgos corporativos, que identifique y gestione proactivamente el perfil de riesgos de la CFE, así como de Empresas Productivas Subsidiaria y Empresas Filiales.

## PLAN DE INVERSIONES 2017 - 2021

La CFE se planteó un escenario indicativo de inversión para el periodo 2017 - 2021, en el cual identifica oportunidades por más de 256,000 millones de pesos. Los proyectos podrán ser emprendidos en conjunto con inversionistas privados, bajo esquemas de asociación que sean rentables para la empresa.

12.36%

fue la cifra de pérdidas de energía en distribución.

11%

disminuyó la cartera vencida.

# GENERACIÓN

Inversión de hasta 168,000 millones de pesos para incrementar la capacidad del sistema eléctrico en más de 8 gigawatts, lo que representa una capacidad mayor en aproximadamente 14 por ciento con respecto a diciembre 2016. La estrategia busca optimizar el parque de generación, la operación eficiente de las centrales, así como la modernización y mantenimiento de plantas rentables, lo cual buscará atraer capital privado en esta actividad.

# TRANSMISIÓN

Inversión hasta de 40,000 millones de pesos, de los cuales 27,000 millones de pesos corresponden a inversiones en curso, lo restante se enfocará principalmente en:

- Expandir y modernizar la Red Nacional de Transmisión.
- Mejorar los niveles de eficiencia en operación y mantenimiento.

# LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Se estima una inversión de hasta 48,000 millones de pesos, planeados principalmente para:

- Crecer, modernizar y desarrollar una red inteligente.
- Reducir las pérdidas técnicas y no-técnicas.
- Maximizar la eficiencia en la operación, el mantenimiento y los servicios comerciales.

La agenda de reducción de costos, junto con un manejo adecuado de riesgos y el seguimiento de la estrategia de cobertura cambiaría, servirá para avanzar con determinación en las medidas de disciplina financiera que permitan alcanzar un equilibrio financiero para el año 2021.

# LA NUEVA ESTRUCTURA DE LA CFE

Derivado de la Reforma Energética, aprobada en 2013, se han registrado cambios importantes en el sector eléctrico. La transmisión y la distribu-

ción de energía eléctrica permanecen como áreas estratégicas, en las cuales el Estado mantiene su titularidad. Por otra parte, el negocio de generación de energía eléctrica y su comercialización son servicios que ahora se presentan en un régimen de libre competencia.

La Reforma Energética crea los incentivos para brindar un servicio de energía eléctrica de mayor calidad, de menor costo y con procesos más amigables con el medio ambiente

Lo anterior detonó la transformación de la CFE, la cual dejó de ser un organismo público descentralizado para transformarse en una Empresa Productiva del Estado (EPE), que debe generar valor económico y rentabilidad al Estado. La CFE ha asumido carácter de empresa competitiva y participará en los mercados eléctricos de manera independiente, a través de cada una de las empresas en que se han dividido.

La transformación de la CFE ha implicado la creación de áreas para la atención de las nuevas funciones a partir de las estructuras con que contaba CFE. En cumplimiento con los Términos de Estricta Separación Legal (TESL), se estableció una nueva estructura corporativa para la CFE.



Consejo de Administración de la CFE	
<b>Lic. Pedro Joaquín Coldwell</b> Secretario de Energía Presidente	
DR. JOSÉ ANTONIO MEADE KURIBREÑA Secretario de Hacienda y Crédito Público	LIC. ILDEFONSO GUAJARDO VILLAREAL Secretario de Economía
ING. RAFAEL PACCHIANO ALAMÁN Secretario del Medio Ambiente y Recursos Naturales	DR. CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA Subsecretario de Electricidad, SENER
Consejeros independientes	
LIC. BLANCA TREVIÑO DE VEGA	DR. LUIS DE LA CALLE PARDO
ING. ENRIQUE ZAMBRANO BENÍTEZ	ING. RUBÉN FLORES GARCÍA
Consejero designado por los trabajadores	
SR. VÍCTOR FUENTES DEL VILLAR	

## Comités del Consejo de Administración <sup>1</sup>

COMITÉ DE AUDITORÍA (COAU)	COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS (CAAOS)	COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES (CEI)	COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES (CRHR)
ING. RUBÉN FLORES Presidente	LIC. BLANCA TREVIÑO Presidente	DR. LUIS DE LA CALLE Presidente	ING. ENRIQUE ZAMBRANO Presidente
DR. LUIS DE LA CALLE LIC. BLANCA TREVIÑO	ING. RUBÉN FLORES LIC. PEDRO JOAQUÍN GOLDWELL DR. JOSÉ ANTONIO MEADE KURIBREÑA SR. VÍCTOR FUENTES DEL VILLAR	ING. ENRIQUE ZAMBRANO LIC. PEDRO JOAQUÍN GOLDWELL DR. JOSÉ ANTONIO MEADE KURIBREÑA ING. RAFAEL PACCHIANO ALAMÁN SR. VÍCTOR FUENTES DEL VILLAR	ING. RUBÉN FLORES DR. JOSÉ ANTONIO MEADE KURIBREÑA LIC. ILDEFONSO GUAJARDO DR. CÉSAR EMILIANO HERNÁNDEZ OCHOA SR. VÍCTOR FUENTES DEL VILLAR

<sup>1</sup> La pertenencia de los consejeros independientes en los Comités del Consejo de Administración se rota de manera anual. Se incluye la composición correspondiente al 2016.

## Empresa Productiva del Estado



# LAS EMPRESAS SUBSIDIARIAS DE GENERACIÓN

La CFE se ha dividido en seis Empresas Productivas Subsidiarias de Generación cada una con un portafolio de centrales balanceado y diversificado en cuanto a su desempeño económico y tipo de tecnología, de modo que se permita la competencia entre las mismas, tal y como se dicta en los TESL, en busca de ofrecer un servicio más eficiente y a precios más competitivos.

- Generación I se encargará de gestionar 45 centrales que representan una capacidad de 7,798 mW.
- Generación II tiene a su cargo 32 centrales con capacidad total acumulada de 9,230 mW.
- Generación III manejará 34 centrales con una capacidad de 8,391 mW.
- Generación IV posee 22 centrales con una capacidad total de 9,683 mW.
- Generación V mantiene a su cargo 29 centrales PEE con una capacidad de 12,952 mW.
- Generación VI que cuenta con 60 centrales cuya capacidad es de 10,005 mW.

La visión estratégica del negocio de Generación gira en torno a la optimización del parque de generación, optimización del Contrato Legado, la mejora de la productividad en mantenimientos, costos operativos y combustibles, control de inversiones, a la mejora del nivel de margen de EBITDA, control de riesgos, a la cobertura de ingresos de las centrales y en general a la expansión de la capacidad de generación.

Para alcanzar dichas metas estratégicas se ha optado por racionalizar el portafolio de generación incrementando la rentabilidad y competitividad.

# LA EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARA DE TRANSMISIÓN

Cuenta con 59,606 Km de líneas de transmisión, es la responsable de prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, mediante la operación, mantenimiento, expansión y modernización de la Red Nacional de Transmisión (RNT); cumpliendo con condiciones reguladas de disponibilidad, continuidad y eficiencia, para crear valor económico y rentabilidad para la CFE y con ello para el Estado Mexicano.

Esta empresa junto con la EPS de Distribución se desempeñará como los negocios medulares de la CFE, por lo que se tiene especial cuidado en mejorar su margen de EBITDA, y conseguir un escenario tarifario sostenible acompañado de un control de riesgos.

La visión de esta Empresa se enmarca en operar con desempeño equiparable a las mejores empresas del mundo, con presencia internacional y fortaleza financiera, mediante el máximo aprovechamiento de su infraestructura y contribución de su capital humano; para ello se han adoptado medidas como la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, el crecimiento, modernización y desarrollo de la red inteligente y alcanzar la eficiencia en su operación y mantenimientos.

# LA EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE DISTRIBUCIÓN

Está dividida en 16 divisiones, al ser parte de los negocios medulares de la CFE y como empresa regulada con ingresos controlados por el regulador, tiene el rol de generar flujo de caja para la empresa a través del manejo eficiente de los costos y pérdidas, siempre manteniendo la calidad de las redes que están a su cargo.

<b>Dr. Jaime Hernández Martínez</b> <b>Director general</b> <i>Directores generales de Empresas Productivas Subsidiarias</i>	
<b>CFE GENERACIÓN I</b>	<b>MANUEL PÉREZ TOPETE</b>
<b>CFE GENERACIÓN II</b>	<b>IGNACIO CARRIZALES MARTÍNEZ</b>
<b>CFE GENERACIÓN III</b>	<b>GUILLERMO VIRGEN GONZÁLEZ</b>
<b>CFE GENERACIÓN IV</b>	<b>JUAN ANTONIO FERNÁNDEZ CORREA</b>
<b>CFE GENERACIÓN V</b>	<b>HUMBERTO PENICHE CUEVAS</b>
<b>CFE GENERACIÓN VI</b>	<b>VÍCTOR MANUEL CÁRDENAS MARÍN</b>
<b>CFE TRANSMISIÓN</b>	<b>NOÉ PEÑA SILVA</b>
<b>CFE DISTRIBUCIÓN</b>	<b>ROBERTO VIDAL LEÓN</b>
<b>CFE SUMINISTRO BÁSICO</b>	<b>AGUSTÍN QUIÑONES QUIÑONES</b>

<b>Directores generales de empresas filiales</b>	
<b>CFE INTERNACIONAL</b>	<b>GUILLERMO TURRENT SCHNAAS</b>
<b>CFENERGÍA</b>	<b>GUILLERMO TURRENT SCHNAAS</b>
<b>CFE INTERMEDIACIÓN DE CONTRATOS LEGADOS</b>	<b>MANUEL RIWES PÁEZ</b>
<b>CFE CALIFICADOS</b>	<b>KATYA SOMOHANO SILVA</b>

Adicionalmente se encarga de garantizar la eficiencia, continuidad, calidad y seguridad de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, y lograr mejoras operativas que permitan cumplir con las exigencias del regulador y con ello estar a la altura de las mejores prácticas de la industria.

Las iniciativas estratégicas que contempla la empresa van desde crecer, modernizar y desarrollar una red inteligente, reducir pérdidas técnicas y no técnicas en las Redes Generales de Distribución (RGD), maximizar la eficiencia de la operación, mantenimiento y servicios comerciales, desarrollar nuevos negocios no incluidos en la tarifa regulada, hasta ejecutar una estrategia regulatoria proactiva.

# LA EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE SUMINISTRO BÁSICO

Es la empresa encargada de facturar y manejar la relación con 40.7 millones de clientes básicos, considerados como todos aquellos que requieren menos de 1 mW, y a los clientes calificados legados que decidan no migrar a un suministrador calificado.

El objetivo primordial de esta subsidiaria es ofrecer un suministro eléctrico de calidad a todos sus clientes de manera eficiente, asegurando la satisfacción de los mismos. Adicionalmente, busca aprovechar su relación con los clientes minoristas para expandir su portafolio de productos y servicios, incrementando así los ingresos de la CFE.

Las iniciativas estratégicas que se ha planteado son el asegurar la gestión de energía con un amplio manejo de riesgos, desarrollar una estrategia de clientes diferenciada por segmento, aumentar la productividad y reducir los costos de operación, reducir la cartera vencida, desarrollar nuevos productos e implementar una estrategia regulatoria proactiva.

# LA EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICO

El 29 de marzo de 2016, en el Diario Oficial de la Federación, fue publicado el Acuerdo para la creación de la Empresa Productiva del Estado CFE Suministrador de Servicios Básicos, señalando en su Artículo primero transitorio la entrada en vigor al día siguiente de su publicación (30 marzo 2016). En 2016, el Consejo de Administración de CFE Suministro Básico, sesionó en una ocasión, durante el mes de diciembre.

Es la empresa encargada de facturar bajo regulación tarifaria y manejar la relación con 40.7 millones de clientes de suministro básico, considerados como todos aquellos que requieren menos de 1 mW de demanda, y a aquellos con demanda mayor pero contratados antes de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica y que decidan no migrar a un suministrador calificado.

El objetivo primordial de esta subsidiaria es ofrecer un suministro eléctrico de calidad a todos sus clientes de manera eficiente, asegurando la satisfacción de los mismos. Adicionalmente, busca aprovechar su relación con los clientes para expandir su portafolio de productos y servicios, incrementando así los ingresos de la CFE.

Con el objetivo de alcanzar la ambición estratégica de ser una empresa de servicios de energía comprometida con sus clientes, cumpliendo su mandato de Empresa Productiva del Estado, con rentabilidad atractiva y solidez financiera, sustentable y responsable con el medio ambiente.

# FILIAL DE SUMINISTRO CALIFICADO

La filial de Suministro Calificado plantea convertirse en líder en el mercado de suministro calificado y comercialización, manejando un adecuado riesgo y aprovechando la experiencia acumulada. Para lograr lo anterior se han fijado tres directrices; la comercialización, el suministro y otros negocios. Por ende, su mandato es atender solamente al mercado calificado más rentable.

El negocio de suministro será eventualmente el vector de crecimiento para CFE Calificados. En una etapa posterior, la empresa de Calificados explorará el desarrollo de generación distribuida a través de alianzas con terceros y la expansión de la oferta de servicios complementarios a clientes industriales.

En esa línea la subsidiaria buscará un crecimiento rentable en negocios mayoristas y, a la vez, dar opción de cobertura a generadores eficientes.

Acorde con los criterios establecidos anteriormente se definen también los siguientes ejes transversales: estructura financiera, gestión de riesgos, modelo operativo y una estrategia.

# FILIAL CFENERGÍA

A través de CF Energía, la CFE ha ingresado a un mercado nacional de comercialización de combustibles abierto, de manera competitiva, lo cual ha significado ahorros en la generación de energía eléctrica. La creación y puesta en operación de esta filial es consecuencia directa de la Reforma Energética y de la desmonopolización de los mercados de electricidad y de combustibles.

La empresa filial es la responsable de la comercialización mayorista de los insumos importados, tanto de CFE como de terceros. Dentro de ellos, el insumo principal es el gas que deberá comercializarse tanto a nivel de molécula como de capacidad.

Los objetivos principales son asegurar el suministro de combustibles (gas natural, gas natural licuado, combustóleo, diésel y carbón), a precios competitivos para las empresas de generación de CFE y a clientes varios, integrar una cartera de clientes: industriales, principalmente de los sectores petroquímico y eléctrico, así como de los distribuidores de gas y optimizar los activos y contratos de combustibles de las empresas de generación de CFE.

Para alcanzar el óptimo desempeño de la filial se seguirán tres líneas estratégicas; la administración de activos, la definición de un modelo comercial y la implementación de un modelo operacional y de monitoreo. Adicionalmente, CF Energía llevará a cabo cualquier otra actividad de comercio o servicio que genere valor, siempre que dicha actividad esté relacionada con sus objetos principales.

# FILIAL CFE INTERNACIONAL

La puesta en operación de CFE International LLC obedece a la creciente integración del mercado mexicano de combustibles a los mercados internacionales, y especialmente al de los Estados Unidos en materia de gas natural.

Esta filial se encarga de ofrecer a la CFE (y a la industria nacional) un abastecimiento internacional de combustibles confiable y competitivo. Por tal motivo se ha planteado consolidar los siguientes objetivos; el suministro de gas natural y otros combustibles de importación a la CFE y sus empresas, lograr ahorros mediante la eliminación de intermediarios, la reducción de costos de importación de combustibles y la creación de un portafolio de clientes.

El direccionamiento estratégico y prioridades de la filial giran en torno a cuatro elementos: implementación de sistemas y control de riesgos, establecimiento de la infraestructura comercial, captación de capital humano experimentado y disponibilidad de garantías crediticias y liquidez.

# FILIAL DE INTERMEDIACIÓN DE CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS

De la Reforma Energética surge la necesidad de atención a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados frente la nueva mecánica de la Industria Eléctrica, la CFE para atender esta necesidad constituye la empresa filial CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V.

Esta nueva empresa filial tiene por objeto administrar los Contratos de Interconexión Legados en nombre de CFE, así como llevar a cabo la representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de las Unidades de Central Eléctrica y Centros de Carga incluidos en estos contratos.

Las operaciones de esta empresa filial comenzaron en enero de 2017, como Generador de Intermediación en el Mercado Eléctrico Mayorista, administrando y representando 219 Contratos de Interconexión Legados con una capacidad de 10,009 mW.

Frente a este reto, CFE Intermediación de Contratos Legados utilizará la experiencia en la operación de dichos contratos de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución.

*La empresa productiva subsidiaria de transmisión cuenta con*

# 59,606

*Kilómetros de líneas de transmisión*

# Situación financiera

## ESTADOS FINANCIEROS

### Ingresos

Al cierre de 2016, los ingresos aumentaron 47,341 millones de pesos, equivalente a 15.5 por ciento, comparados con el monto reportado en el mismo periodo de 2015. El rubro pasó de 304,765 millones de pesos a 352,106 millones de pesos. El aumento en los ingresos del periodo se explica, primordialmente, por:

Los ingresos por venta de energía aumentaron

**12,793**

millones de pesos.

Los ingresos que se derivan de la nueva condición económica introducida por la Reforma Energética:

El ingreso por subsidio<sup>1</sup> que en 2016 ascendió a

**30,000**

millones de pesos.

El ingreso por servicios de transmisión prestados a los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista por

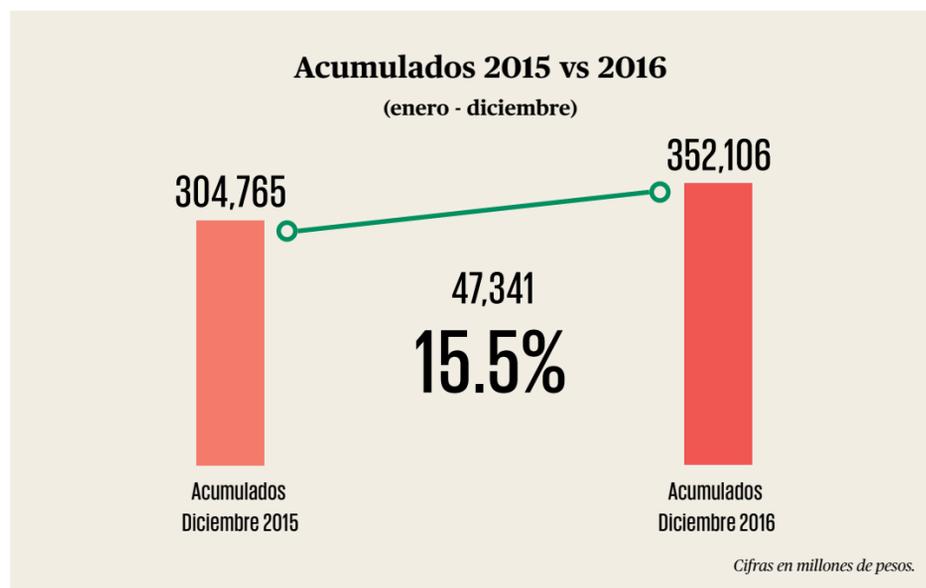
**2,171**

millones de pesos.

Otros ingresos y ganancias por

**2,377**

millones de pesos.



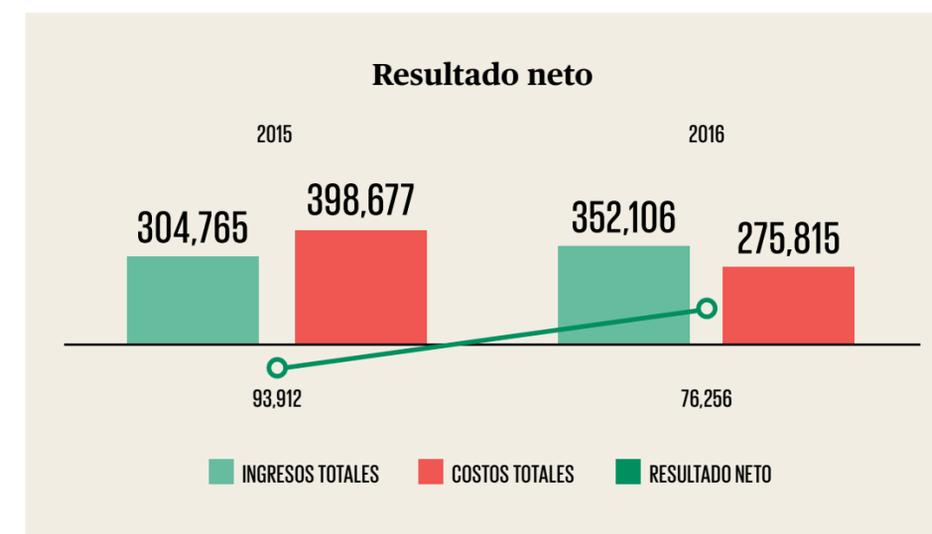
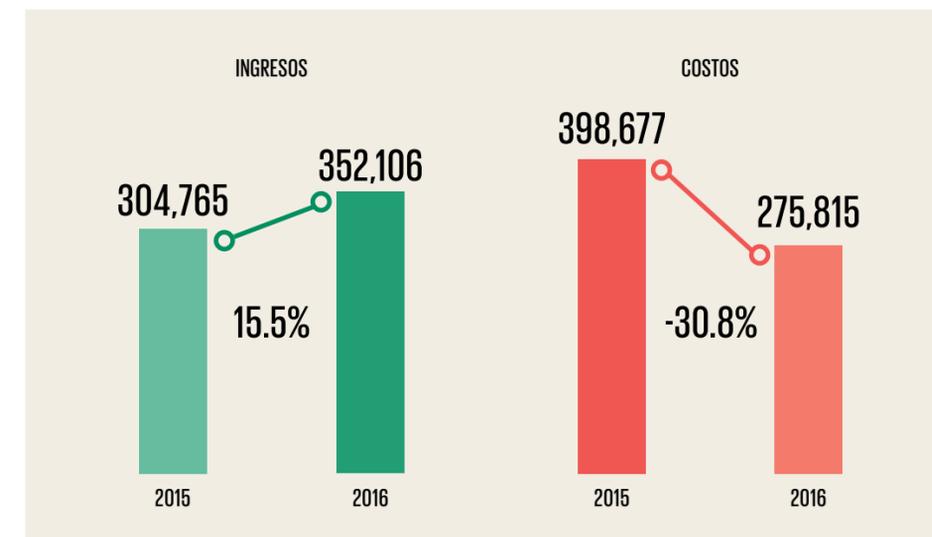
## VENTAS DE ENERGÍA A USUARIOS

El principal concepto de los ingresos fue la venta de energía a usuarios finales de electricidad. En 2016, el producto de estas ventas fue de 298,363 millones de pesos, es decir, 85 por ciento de los ingresos totales del año. Por sector tarifario, los resultados -comparados con los de 2015- fueron:



## COSTOS

Los costos acumulados a diciembre de 2016 disminuyeron 30.8 por ciento. Este resultado fue resultado de los incrementos menos los decrementos, destacando:



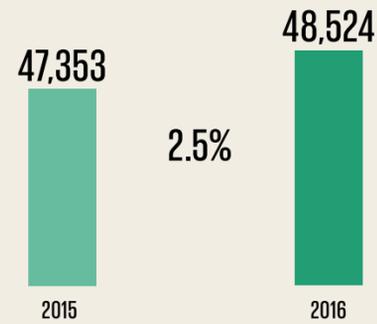
### Decrementos

Estos incrementos de costos fueron compensados con la disminución en obligaciones laborales por 180,392 millones de pesos.

## UTILIDAD ANTES DE INTERESES, IMPUESTOS, DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES

A diciembre de 2016, la utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA, por sus siglas en inglés) aumentó 2.5 por ciento, principalmente, por el incremento en ingresos de 47,341 millones de pesos menos el incremento en costo de los energéticos de 19,847 millones de pesos; otros gastos de 16,636 millones de pesos; pago de pensiones y primas de antigüedad por 3,033 millones de pesos; costos del MEM por 3,519 millones de pesos, y remuneraciones por 1,131 millones de pesos: mantenimiento y materiales por 1,457 millones de pesos, e impuestos y derechos por 546 millones de pesos.

## Utilidad antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones



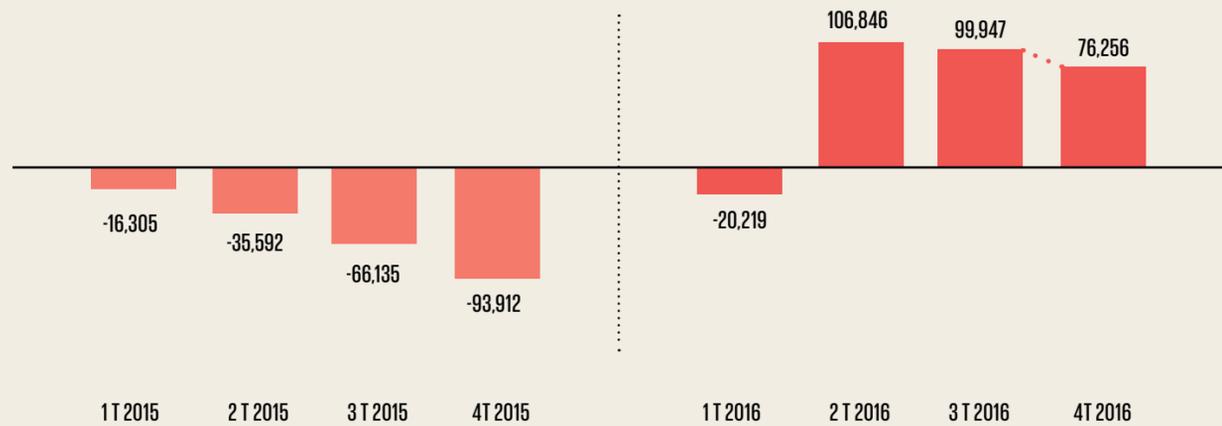
## RESULTADO DEL EJERCICIO

El resultado neto acumulado a diciembre de 2016 arrojó una utilidad de 76,256 millones de pesos. La cifra es superior en 170,168 millones de pesos (181 por ciento) en comparación con el resultado del mismo periodo de 2015, cuando se registró una pérdida de 93,912 millones de pesos.

La apreciación del dólar afectó la deuda documentada y la de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (Pidiregas) denominada en dólares, así como la deuda reconocida con los Productores Independientes de Energía, cuyos contratos están denominados en dólares. A diciembre de 2016 se registró un tipo de cambio de 20.73 pesos por dólar, lo que representó un aumento de 20.5 por ciento con respecto al mismo periodo de 2015 cuando se ubicó en 17.21 pesos por dólar.

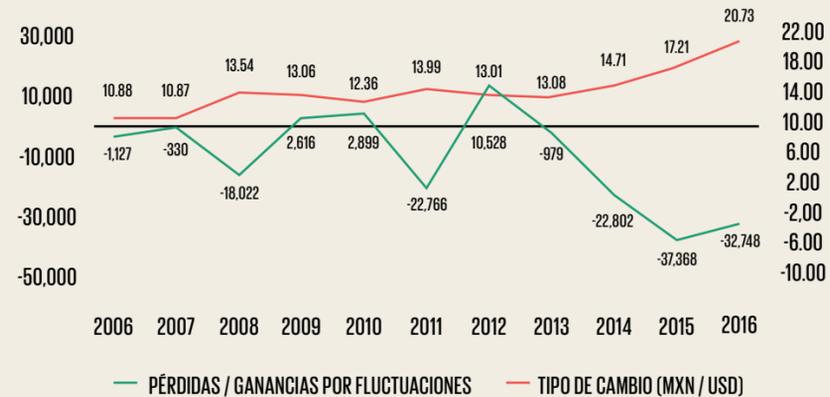
Durante el mismo periodo, la depreciación provocó pérdidas por fluctuaciones cambiarias por 32,748 millones de pesos, registrando una pérdida menor por 4,622 millones de pesos con respecto al mismo periodo de 2015.

## Evolución de los resultados netos acumulados



Cortes trimestrales 2015 - 2016. (T= trimestre). Millones de pesos.

## Fluctuaciones cambiarias



## COSTO FINANCIERO

A diciembre de 2016, el costo financiero fue mayor en 6,483 millones de pesos (10.9 por ciento) con respecto al mismo periodo de 2015. Este incremento derivó, principalmente, del aumento en los intereses a cargo en 7,207 millones de pesos (28.9 por ciento).

## ACTIVO TOTAL

Al cierre de 2016, el activo total de la Comisión Federal de Electricidad fue de 1,472,663 millones de pesos, lo que representa un crecimiento de 17.5 por ciento con respecto a 2015. Éste resultado se compone, en su mayoría, del activo fijo (87 por ciento del activo total), el cual aumentó 225,310 millones de pesos. Este resultado se explica, esencialmente, por la revaluación de activos fijos del año por 210,725 millones de pesos, ejercicio que se llevó a cabo derivado del proceso de separación de la empresa conforme a los TESL.

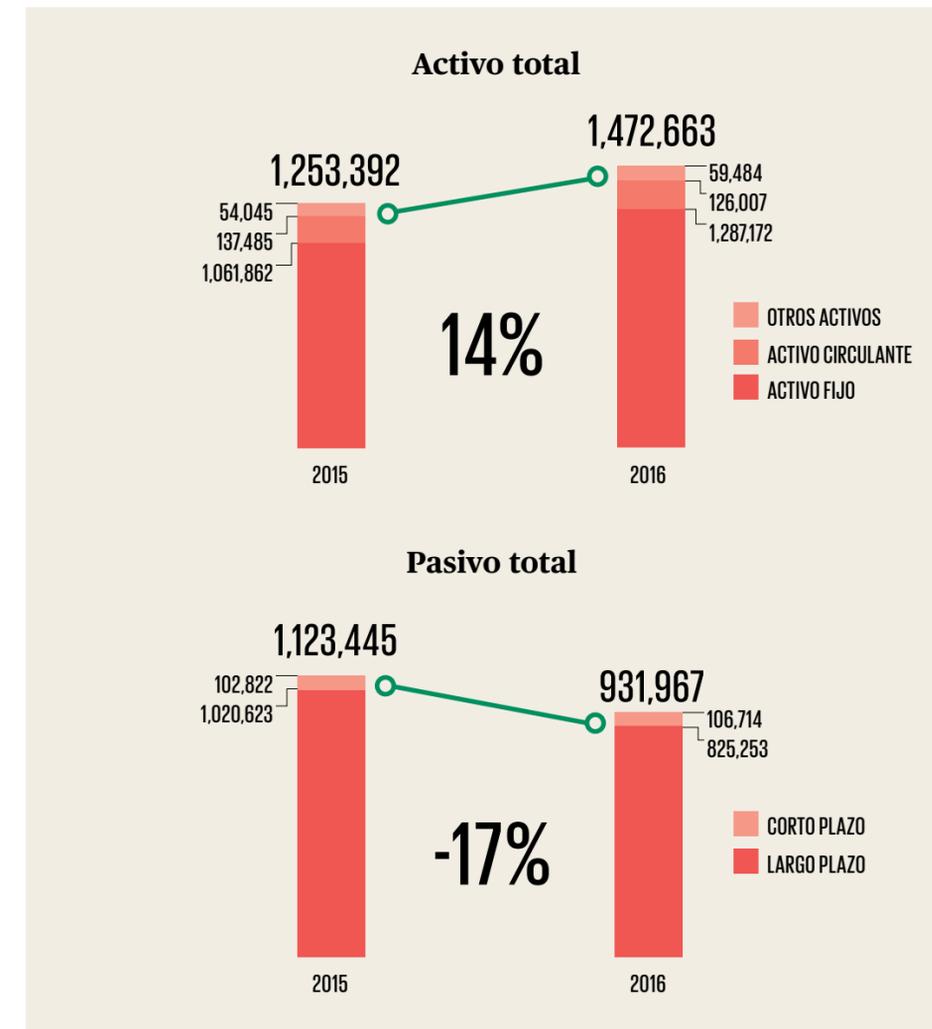
Por su parte, entre 2015 y 2016, el activo circulante (8 por ciento del activo total) disminuyó 11,478 millones de pesos, principalmente, por menores disponibilidades en caja y bancos y un menor nivel de materiales para operación, compensados parcialmente con el incremento en consumidores, gobierno y otros deudores, así como por el incremento en la reserva de cuentas incobrables.

Los instrumentos financieros derivados, que representan 1 por ciento del total del activo, incrementaron en 13,293 millones de pesos de-

bido a que el valor de mercado de las operaciones de coberturas financieras ha presentado un comportamiento a favor de la CFE. Lo anterior obedece, especialmente, a que la parte activa del derivado se incrementa dada la depreciación del peso frente al dólar.

En 2016, el tipo de cambio sufrió alzas en su cotización superiores a 20 por ciento. Las valuaciones mes con mes han reflejado dicha situación. Durante el ejercicio de 2016 se contrataron forwards y swaps como parte de una estrategia de la administración consistente en fijar el tipo de cambio de compra. Dicha estrategia ha generado utilidad y beneficios a la empresa.

Otros activos, conformados por las cuentas por cobrar a largo plazo y otros saldos deudores, representaron 3 por ciento del activo total en 2016. El rubro aumentó 10 por ciento con respecto al año anterior, debido, en gran medida, a que en el ejercicio 2015 se incluía el servicio por generación de energía eólica por 7,546 millones de pesos y gastos preoperativos reportados por el fideicomiso de gastos previos por 1,408 millones de pesos.



Cifras en millones de pesos

## PASIVO TOTAL

Entre 2016 y 2015, el pasivo total disminuyó 17 por ciento, motivado, principalmente, porque el pasivo a corto plazo aumentó 3.8 por ciento con respecto a 2015, explicado por el crecimiento en la deuda de productores externos, depósitos de varios y cuentas por pagar del Mercado Eléctrico Mayorista, compensado parcialmente por la disminución en otros pasivos.

Asimismo, el pasivo a largo plazo disminuyó 195,370 millones de pesos, esencialmente, por la renegociación del Contrato Colectivo de Trabajo. El 19 de mayo de 2016 concluyó el proceso de revisión de las condiciones del Contrato Colectivo de Trabajo, que tienen celebrado la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM). La renegociación del contrato tuvo como resultado que los pasivos por obligaciones laborales disminuyeran en 167,547 millones de pesos, de los cuales, 161,080 millones de pesos corresponden a pasivos por pensiones y 6,467 millones de pesos a beneficios atribuibles en gran medida a primas de antigüedad.

En adición al beneficio antes mencionado, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) emitió el 11 de agosto de 2014 un decreto por el cual estableció que podría asumir una proporción de la obligación de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de la Comisión Federal de Electricidad. De acuerdo con el Diario Oficial de la Federación del 14 de noviembre de 2016, el compromiso de pago fue asumido por la SHCP mediante la suscripción de Títulos de crédito (pagarés), que emitió el gobierno federal a favor de la CFE y que amparan los montos que anualmente entregará para cubrir el compromiso de pago, por un total de 161,080 millones de pesos.

Finalmente, la renegociación del Contrato Colectivo de Trabajo logró reducir los costos laborales que anualmente son reconocidos en los resultados, los cuales, de no haber sido renegociados, hubieran excedido los 70,000 millones de pesos. Éste logro es de gran importancia, ya que brinda una mejoría en los resultados de la empresa en el largo plazo.

Al 31 de diciembre de 2016, el monto total de esos pagarés disminuyen el pasivo por obligaciones laborales de la compañía.

El activo total de la CFE fue de

**1,472,663**

millones de pesos en 2016.

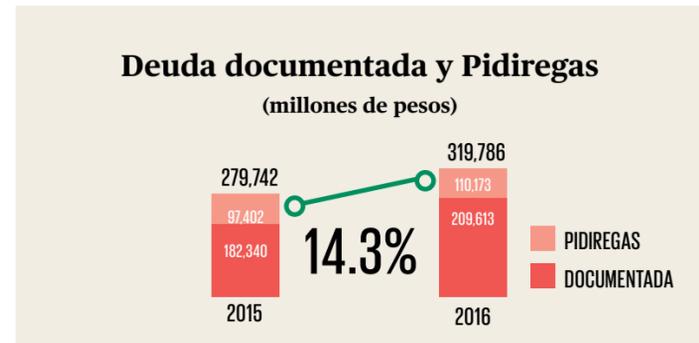
# EMISIÓN DE DEUDA

La deuda total de la CFE (considerando deuda documentada, deuda Pidiregas, PIE e intereses) aumentó 15.5 por ciento, lo que acumula un total por 455,710 millones de pesos.

Deuda financiera total 2016 (millones de pesos)			
CONCEPTO	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO	TOTAL
DEUDA TITULADA INTERNA	-	76,976	76,976
DEUDA TITULADA EXTERNA	-	116,264	116,264
DEUDA PIDIREGAS	-	95,447	95,447
DEUDA PEE INVERSIÓN CONDICIONADA	-	125,295	125,295
DEUDA TITULADA INTERNA	11,100	-	11,100
DEUDA TITULADA EXTERNA	3,337	-	3,337
DEUDA PIDIREGAS	13,708	-	13,708
DEUDA PEE INVERSIÓN CONDICIONADA	5,160	-	5,160
INTERESES POR PAGAR DEUDA	1,936	-	1,936
INTERESES POR PAGAR PIDIREGAS	1,018	-	1,018
INTERESES POR PAGAR PEE INVERSIÓN CONDICIONADA	5,468	-	5,468
<b>Total</b>	<b>41,728</b>	<b>413,982</b>	<b>455,710</b>

Fuente: Comisión Federal de Electricidad con estados financieros no dictaminados al cierre de 2016, cifras redondeadas.

Al 31 de diciembre de 2016, la deuda compuesta por la deuda documentada y la deuda Pidiregas fue de 319,786 millones de pesos, 14.3 por ciento mayor a la deuda reportada al cierre de 2015.



En 2015 y 2016, la deuda documentada y Pidiregas de la CFE representó más de 70 por ciento de la deuda total. En 2016, la deuda documentada fue equivalente a 46 por del rubro total, mientras que la deuda Pidiregas fue el 24.2 por ciento restante.

El 91 por ciento de la deuda de la CFE presenta plazos mayores a un año. Del total, 49.9 por ciento de la deuda está en moneda extranjera (sin considerar coberturas cambiarias a través de instrumentos financieros derivados). Lo anterior significó, en 2016, presiones de gastos financieros por 32,748 millones de pesos.

El 37 por ciento de la deuda documentada y Pidiregas está contratada a tasa variable. Esta proporción asciende a 32 por ciento al considerar las coberturas de la deuda ante variaciones en las tasas. (Ver anexos)

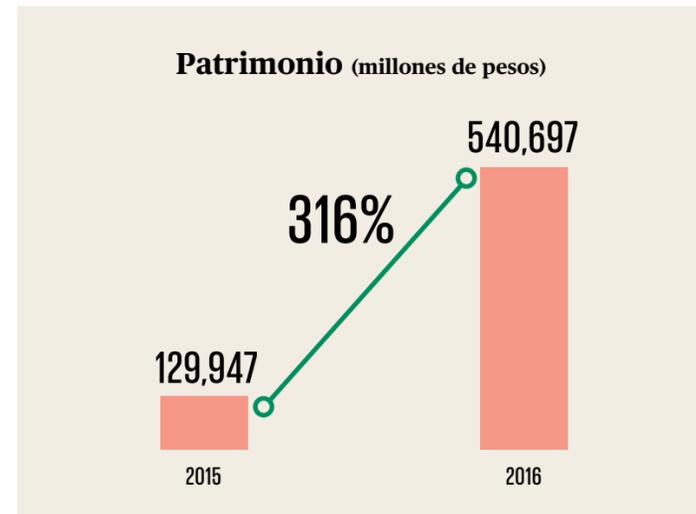
# PATRIMONIO

Al 31 de diciembre de 2016, el patrimonio de la CFE alcanzó 540,697 millones de pesos, monto superior en 410,750 millones de pesos al patrimonio reportado al 31 de diciembre de 2015. Esto significa que el patrimonio de la CFE incrementó 316 por ciento en un año. El aumento se debe, esencialmente, al reconocimiento de los pagarés emitidos por la SHCP por 161,080 millones de pesos relacionados con la disminución de los pasivos por pensiones, y al incremento por la revaluación de los activos fijos por 210,725 millones de pesos.

# 540,697 MDP

Esto significa que el rubro incrementó 316 por ciento en comparación con el anterior.

alcanzó el patrimonio de la CFE en 2016.



# CONTROL DE RIESGOS FINANCIEROS

Durante 2016, la Dirección de Finanzas inició la implementación de los Lineamientos para el Control de Riesgos Financieros asociados a la Deuda y otros Pasivos, los cuales establecen los principios generales que debe seguir la CFE para llevar a cabo el análisis y control de los riesgos financieros a los que se encuentra expuesta. Adicionalmente, considera las estrategias de gestión de riesgos financieros de los activos y pasivos de la Comisión Federal de Electricidad.

Derivado de lo anterior se creó el Grupo Interinstitucional de Gestión Integral de Riesgos Financieros (GIGRF). El GIGRF es un órgano colegiado de consulta, opinión y decisión en materia de análisis y control de los riesgos financieros. Sus principales funciones son identificar, medir, vigilar, limitar y controlar los riesgos financieros.

Los miembros del GIGRF son directivos de la empresa y representantes de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, del Banco de México, de la Secretaría de Energía y el Auditor Interno de la CFE.

Entre los asuntos que revisó el grupo destacaron la presentación de la Estrategia de Cobertura de Exposición Cambiaria para 2016, que establece las directrices y parámetros que deberá seguir la Dirección de Finanzas para mitigar, en la medida de lo posible, los riesgos cambiarios disminuyendo la exposición a un rango de 30 por ciento. Asimismo, los avances en la Implementación de los Objetivos para la Gestión Integral de Riesgos Financieros.

# Portafolio de instrumentos financieros derivados

Para implementar la Estrategia de Cobertura de Exposición Cambiaria para 2016, se siguieron las siguientes acciones:

- Se contrataron 618.5 millones de dólares (mdd) en forwards con vencimiento al 9 de diciembre de 2016 a un tipo de cambio promedio de 17.51 pesos por dólar, para cubrir las obligaciones del crédito revolvente sindicado por 1,250 millones de dólares con vencimiento en diciembre de 2016.
- Se liquidaron anticipadamente los 618.5 millones de dólares de estos contratos forwards, logrando una utilidad de 40.56 millones de dólares.
- Se contrató un Cross Currency Swap (CCS) para cubrir el Bono US PP por 300 millones de dólares con vencimiento a siete años. Para disminuir el costo financiero de este derivado (en 2.34 por ciento), se inyectó parte de la utilidad proveniente de la liquidación de los forwards (28.76 millones de dólares) al CCS.
- Se contrató un segundo CCS por un monto de 375 millones de dólares para convertir el perfil de la deuda del bono privado China Life, con vencimiento a siete años. Para disminuir el costo financiero del derivado (en 0.63 por ciento), se inyectó una parte de la utilidad proveniente de la liquidación de los forwards (11.80 millones de dólares) al CCS.
- Con el objetivo de sindicarse la operación derivada y limitar el riesgo de contraparte, se fusionaron los dos CCS mencionados, obteniendo un solo derivado por 675 millones de dólares (tipo de cambio 18.95 pesos por dólar) a un plazo de siete años y a una tasa fija en pesos de 8.44 por ciento sin cargos de crédito, distribuyéndolo entre tres contrapartes.
- En el cuarto trimestre de 2016 se cubrieron parcialmente dos líneas de crédito, por un monto de 360 millones de dólares, a través de forwards de tipo de cambio con vencimiento en el primer trimestre de 2017.

Con las acciones descritas, la exposición cambiaria del portafolio de la deuda en moneda extranjera se ubicó en 30.9 por ciento.



El saldo remanente total de las operaciones de coberturas financieras valorizadas en dólares al cierre del año 2016 fue de 3,093 millones de dólares, lo que equivale a 64,126 millones de pesos, con un valor de mercado positivo para la CFE de 16,333.84 millones de pesos.

# Contratación de coberturas

La Dirección de Finanzas será la responsable de realizar la contratación de los instrumentos financieros derivados a solicitud de las EPS y EF, para mitigar los riesgos financieros a las que están expuestas. Las operaciones se contratarán únicamente con fines de cobertura, apegándose en todo momento a las Normas Internacionales de Información Financiera.

Eventualmente, las EPS y EF podrán realizar directamente sus propias operaciones de cobertura, sujeto a que demuestren que cumplen con los lineamientos que emita el Grupo Interinstitucional de Gestión Integral de Riesgos Financieros (GIGRF).

Con objeto de financiar proyectos de obra pública, la CFE efectuó en 2016 dos emisiones de bonos privados internacionales a plazo de 20 años.

Primer bono privado internacional por **300 MDD**

Segundo bono privado internacional por **375 MDD**

# FINANCIAMIENTO

Durante 2016, los mercados de capital nacionales redujeron considerablemente sus operaciones por motivos coyunturales de incertidumbre económica a escala mundial. La aversión al riesgo y la cautela que mostraron los mercados impidieron que la CFE colocara certificados bursátiles en condiciones competitivas, por lo tanto, dicha fuente de financiamiento del capital de trabajo no se utilizó en 2016. Dicha situación fue contraria a la situación de 2015, cuando las condiciones favorables permitieron a la CFE colocar varias emisiones de certificados bursátiles por un total de 18,000 millones de pesos, a plazos de 4.5, cinco, 10.5 y 12 años.

Por lo anterior, se recurrió a los mercados de capital internacionales que mostraron gran liquidez y apetito por el riesgo crediticio CFE.

Con objeto de financiar proyectos de obra pública (Pidiregas), la CFE efectuó en 2016 dos emisiones de bonos privados internacionales a plazo de 20 años. El primero se colocó el 1º de septiembre con ocho inversionistas, por un monto de 300 millones de dólares, pagando un cupón de 4.39 por ciento. El segundo bono privado se colocó el 7 de octubre con un inversionista asiático, por un monto de 375 millones de dólares y un cupón de 5.0 por ciento.

El 11 de octubre se emitió un bono internacional bajo el esquema 144 A Reg-S, por 1,000 millones de dólares a un plazo de 10 años y cuatro meses. El bono se colocó con 263 inversionistas estadounidenses, europeos, asiáticos y latinoamericanos, con un cupón de 4.75 por ciento, presentando una sobredemanda de casi seis veces el monto colocado. Estos recursos fueron utilizados para capital de trabajo. En 2015 se había colocado un bono internacional bajo el mismo esquema, por 700 millones de dólares a plazo de 30 años y un cupón de 6.125 por ciento, también para capital de trabajo.

## Bonos internacionales colocados en 2016

(millones de dólares)

TIPO DE DEUDA	ACREEDOR	MONEDA ORIGINAL	FECHA DE CONTRATACIÓN	MONTO CONTRATADO	DESTINO DEL CRÉDITO
PIDIREGAS	INVERSIONISTAS INSTITUCIONALES	DÓLARES	01-SEPT-16	300	PAGOS DE OPF
PIDIREGAS	CHINA LIFE	DÓLARES	07-OCT-16	375	PAGOS DE OPF
<b>Total deuda Pidiregas</b>				<b>675</b>	
DOCUMENTADA	INVERSIONISTAS INSTITUCIONALES	DÓLARES	11-OCT-16	1,000	CAPITAL DE TRABAJO
<b>Total deuda documentada</b>				<b>1,000</b>	
<b>Total</b>				<b>1,675</b>	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016.

Para complementar los financiamientos requeridos para obra pública, en 2016 se suscribieron tres créditos bilaterales a plazos de 10 años. Dos créditos por un total de 14,000 millones de pesos y otro por 400 millones de dólares. Para este mismo propósito, en 2015 se contrataron dos créditos bilaterales por 107 millones de dólares y 5,000 millones de pesos.

Adicionalmente, se suscribió un crédito bilateral por 126.3 millones de dólares a plazo de tres años y cuatro meses, para financiar adquisiciones de uranio para la Central Nuclear Laguna Verde.

## CRÉDITOS CONTRATADOS EN 2016

(MILLONES DE DÓLARES Y PESOS)

TIPO DE DEUDA	ACREEDOR	MONEDA ORIGINAL	FECHA DE CONTRATACIÓN	MONTO CONTRATADO	MONTO CONTRATADO EN PESOS	DESTINO DEL CRÉDITO
PIDIREGAS	BBVA BANCOMER	PESOS	27-ABR-16		10,000.0	PAGOS DE OPF
PIDIREGAS	BANORTE-IXE	PESOS	09-DIC-16		4,000.0	PAGOS DE OPF
PIDIREGAS	DEUTSCHE BANK	DÓLARES	15-DIC-16	400.0		PAGOS DE OPF
<b>Total deuda Pidiregas</b>					<b>22,292.6</b>	
DOCUMENTADA	SANTANDER	DÓLARES	01-NOV-16	126.3		COMPRA DE URANIO PARA LAGUNA VERDE
<b>Total deuda Documentada</b>					<b>2,618.4</b>	
<b>Total</b>					<b>24,911.0*</b>	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016.

\* Tipo de cambio de Banco de México al 28 de diciembre de 2016: 20.7314 pesos por dólar.

## PASIVO LABORAL

Al cierre de 2016, el valor del pasivo laboral ascendió a 522,194 millones de pesos (17 por ciento por debajo del reportado en 2015). El pasivo laboral representa 39 por ciento del total de pasivos de la CFE y contribuye significativamente a la pérdida neta en el estado de resultados.

### Pasivo laboral 2015-2016

CONCEPTO	2015	2016	DIFERENCIA	VARIACIÓN
	MILLONES DE PESOS			
				%
PASIVO LABORAL	625,083	522,194	-102,889	-16%
COSTO DEL PASIVO LABORAL	68,564	55,719*	-12,845	-19%
CARGO AL PATRIMONIO POR BENEFICIOS A EMPLEADOS	24,596	44,101	19,505	79%
PAGOS DE PENSIONES Y PRIMAS DE ANTIGÜEDAD	32,138	35,162	3,024	9%
PAGARÉ DE LA SHCP	-	161,080	161,080	N/A
<b>Beneficio por modificación</b>	-	<b>167,547</b>	<b>167,547</b>	<b>N/A</b>

\*Este costo no incluye el beneficio por modificación del Contrato Colectivo de Trabajo.

## PRINCIPALES POLÍTICAS DE CRITERIOS CONTABLES E INFORMACIÓN FINANCIERA

De conformidad con las reglas para compañías públicas y otros participantes del mercado de valores mexicano, emitidas por la Comisión Nacional Bancaria y de Valores el 27 de enero de 2009, la CFE está obligada a preparar sus estados financieros consolidados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

La CFE preparó los estados financieros al cierre del ejercicio 2016 en dos versiones: con NIIF para efectos de entrega a la Bolsa Mexicana de Valores y a la Comisión Bancaria y de Valores, y su publicación en medios impresos y electrónicos.

## EJERCICIO PRESUPUESTAL

### Gasto programable autorizado y ejercido

El presupuesto autorizado por la Cámara de Diputados para 2016 fue de 299,454.2 millones de pesos y el presupuesto ejercido fue de 317,250.7 millones de pesos. Lo anterior se originó, fundamentalmente, por una insuficiencia presupuestal de origen, un incremento en precios y cantidades de combustibles de generación de energía y el impacto en la variación del tipo de cambio.

En cuanto a los resultados del ejercicio 2016, la CFE logró un superávit primario de 177,088 millones de pesos, o un superávit de 16,008.8 millones de pesos si se excluyera la aportación del gobierno federal relacionada con el pasivo laboral. Asimismo, logró un superávit en el balance financiero de 161,103.4 millones de pesos.

Lo anterior es relevante porque significa que los ingresos de la CFE permitieron cubrir el gasto en su totalidad, lo que evitó recurrir a mayor endeudamiento para cubrirlo e impidió un deterioro en la liquidez de la empresa.

Esto a pesar de que el país enfrentó un escenario económico internacional y nacional adverso, que llevó al peso a depreciarse de 17.3398 a 20.6640 pesos por dólar o un 19.2 por ciento del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2016.

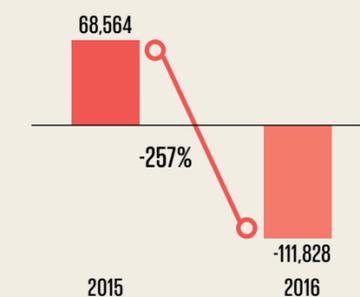
Durante el ejercicio 2016, la CFE se caracterizó por realizar una efectiva administración de su presupuesto, el cual fue aprobado por la Cámara de Diputados y publicado en el Diario Oficial de la Federación el 27 de noviembre de 2015. La administración fue resultado de una priorización en el uso de los recursos, que favoreció, entre otros rubros, la inversión, un mejor seguimiento al calendario de gasto y una continua y efectiva supervisión del uso de los recursos.

La variación registrada en 2016 obedece a la reducción del pasivo laboral por 161,080 millones de pesos, originada por la modificación al plan de pensiones incluido en el contrato colectivo de trabajo y la cual fue registrada en estricto apego a la norma vigente con su correspondiente repercusión en el costo del año.

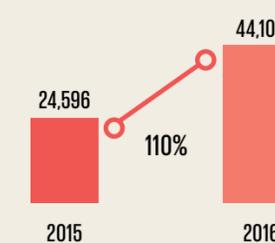
El gobierno federal asumió una proporción de la obligación de pago, a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, de las pensiones y jubilaciones reconocidas y registradas actuarialmente que corresponden a los trabajadores que fueron contratados hasta el 18 de agosto de 2008. El compromiso de pago del gobierno federal fue asumido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, mediante la suscripción de títulos que están denominados en moneda nacional o en Unidades de Inversión (UDIs) con vencimientos anuales los días 31 de octubre de cada año iniciando en 2018.

Los títulos no serán negociables y podrán o no causar intereses. La SHCP podrá pagar anticipadamente cualquiera de los títulos totales o parcialmente sin penalidad ni premio alguno.

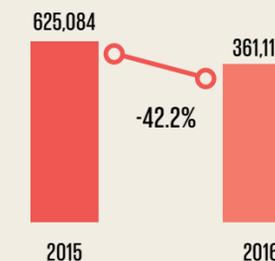
### COSTO DEL PASIVO LABORAL\*



### CARGO AL PATRIMONIO\*



### PASIVO LABORAL\*



\*Millones de pesos.

CONCEPTO	APROBADO	DISMINUCIÓN	AUMENTO	MODIFICADO	PAGADO
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>314,540.6</b>	<b>12,542.7</b>	<b>162,340.7</b>	<b>464,338.7</b>	<b>464,338.7</b>
VENTA DE SERVICIOS	300,043.6	5,076.6	243.5	295,210.6	295,210.6
INGRESOS DIVERSOS	14,497.0	7,466.1	162,097.2	169,128.1	169,128.1
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>299,454.2</b>	<b>27,378.5</b>	<b>45,175.0</b>	<b>317,250.7</b>	<b>317,250.7</b>
GASTO CORRIENTE	229,602.2	16,181.5	37,094.9	250,515.6	250,515.6
SERVICIOS PERSONALES	55,409.5	2,787.3	67.1	52,689.2	52,689.2
MATERIALES Y SUMINISTRO	86,848.3	8,683.7	24,751.6	102,916.2	102,916.2
PAGO DE COMBUSTIBLES A PEMEX	19,358.8	41.6	15,039.3	34,356.5	34,356.5
OTROS	67,489.5	8,642.2	9,712.3	68,559.7	68,559.7
SERVICIOS GENERALES	28,018.0	3,058.7	1,527.3	26,486.6	26,486.6
PAGO RELATIVO A PIDIREGAS	57,959.7	806.7	10,363.1	67,516.1	67,516.1
CARGOS FIJOS	22,353.2	0.0	5,187.4	27,540.6	27,540.6
CARGOS VARIABLES	35,606.5	806.7	5,175.6	39,975.5	39,975.5
OTRAS EROGACIONES	1,366.7	845.1	385.9	907.5	907.5
PENSIONES Y JUBILACIONES	32,620.3	0.0	2,507.9	35,128.2	35,128.2
INVERSIÓN FÍSICA	36,685.7	5,389.1	3,849.8	35,146.3	35,146.3
PAGO DE PIDIREGAS	17,378.0	981.2	0.0	16,396.8	16,396.8
INVERSIÓN	19,307.7	4,407.9	3,849.8	18,749.6	18,749.6
INVERSIÓN FINANCIERA	0.0	0.0	30.0	30.0	30.0
OPERACIONES AJENAS	546.0	5,807.9	1,692.4	3,569.4	3,569.4
<b>BALANCE DE OPERACIÓN</b>	<b>15,086.4</b>	<b>14,835.8</b>	<b>117,165.7</b>	<b>147,088.0</b>	<b>147,088.0</b>
TRANSFERENCIAS	30,000.0	0.0	0.0	30,000.0	30,000.0
<b>BALANCE PRIMARIO</b>	<b>45,086.4</b>	<b>14,835.8</b>	<b>117,165.7</b>	<b>177,088.0</b>	<b>177,088.0</b>
<b>COSTO FINANCIERO NETO</b>	<b>15,165.6</b>	<b>3,193.2</b>	<b>4,012.3</b>	<b>15,984.6</b>	<b>15,984.6</b>
<b>BALANCE FINANCIERO</b>	<b>29,920.8</b>	<b>18,029.1</b>	<b>113,153.5</b>	<b>161,103.4</b>	<b>161,103.4</b>
ENDEUDAMIENTO NETO	12,500.0	25,673.3	18,571.8	5,398.5	5,398.5
<b>Variación de disponibilidades (aumento)</b>	<b>42,420.8</b>	<b>7,644.2</b>	<b>131,725.3</b>	<b>166,501.8</b>	<b>166,501.8</b>
INICIAL	33,075.2	0.0	2,513.1	35,588.4	35,588.4
RETIRO DEL PATRIMONIO INVERTIDO DE LA NACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FINAL	75,496.0	7,644.2	134,238.4	202,090.2	202,090.2

Los ingresos por venta de energía sumaron

# 295,210.6

millones de pesos.

### Evolución ingreso y gasto 2015 - 2016

En términos de ingresos por venta de energía, estos sumaron 295,210.6 millones de pesos, es decir, 1,418.4 millones de pesos (0.5 por ciento) por encima de las ventas registradas en 2015.

El gasto programable ascendió a 317,250.7 millones de pesos. Si bien es mayor a los 15,493.3 millones de pesos ejercidos en 2015, el año pasado se favoreció el gasto en inversión y se redujo el gasto en servicios personales y servicios generales. (Ver anexos)

En materia de inversión, durante 2016 se ejercieron recursos presupuestales por 35,146.3 millones de pesos, monto superior -en términos

nominales- en 1.1 por ciento en comparación con los 34,778.7 millones de pesos de 2015. Entre otros aspectos destaca:

1. La inversión en acometidas y medidores, acorde a la estrategia de sustitución de medidores dañados y obsoletos, a fin de procurar un mejor registro de la energía consumida. En 2016 se adquirieron 420,754 medidores más que en 2015, y respecto de los adquiridos en 2014 representó un incremento de 353,268 medidores.
2. Se asignaron recursos presupuestales para rehabilitar seis unidades turbogás aeroderivadas destinadas a la atención de siniestros, y recursos para la reconversión a combustión dual de dos plantas, en línea con la estrategia de mayor uso de gas natural. En lo referente a mantenimientos de plantas generadoras, se realizaron 97 mantenimientos a unidades termoeléctricas, de carbón, vapor convencional y ciclo combinado, así como a 119 unidades hidroeléctricas, asegurando con ello cubrir la demanda nacional de energía.
3. Se invirtió también en la modernización, mantenimiento y ampliación de líneas de transmisión. En lo referente a subestaciones de potencia y redes de distribución, los mantenimientos beneficiaron la disminución de pérdidas técnicas.
4. El gasto en servicios personales fue de 52,689.2 millones de pesos en 2016, es decir, 2.2 por ciento menor en términos reales que el gasto registrado en 2015, cumpliendo así con su techo de 55,409.5 millones de pesos en servicios personales aprobados por la Cámara de Diputados para el ejercicio fiscal 2016 e inferior en 3.1 por ciento en términos reales comparado con 2014.



### Adecuaciones autorizadas

El 22 de marzo de 2016 se realizó la adecuación I, con folio 2016-53-TVV-1, que consistió en la disminución del presupuesto en 2,500 millones de pesos derivado del programa de ahorro y austeridad. Como resultado de dicha adecuación, el gasto programable disminuyó de 299,454.2 millones de pesos a 296,954.2 millones de pesos.

Con fecha 22 de diciembre de 2016, conforme a lo dispuesto por el artículo 105 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la Disposición General Décima Quinta de las Políticas en materia de Presupuesto de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias y en cumplimiento al Lineamiento Décimo Segundo de los Lineamientos en materia de Adecuaciones Presupuestarias de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se gestionó ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público una adecuación presupuestaria (Adecuado II) que registró Ingresos Propios por 302,325.7 millones de pesos; un gasto programable por 318,547.3 millones de pesos y un balance financiero de -2,400.0 millones de pesos.

Lo anterior, ocasionado por un cambio en la mezcla de combustibles para generación, una subpresupuestación en el rubro de gasto de combustibles y un incremento en el pago de Productores Externos de Energía, derivado del impacto del tipo de cambio. Dicha adecuación corresponde al ámbito de la SHCP, conforme a las disposiciones mencionadas, y fue autorizada a través del Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades, conforme al Folio 2016-53-TVV-6 el 23 de diciembre de 2016.

Conforme a lo dispuesto por la Disposición General Décima Quinta de las Políticas en materia de Presupuesto de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias y con fecha de 23 de diciembre de 2016, se gestionó y autorizó una adecuación presupuestaria (Adecuado III) con motivo de la aportación del Gobierno Federal, en cumplimiento del compromiso de asunción de una parte del pasivo laboral de la empresa, por 161,080.2 millones de pesos, lo que incrementó los ingresos generando un balance financiero de 158,680.2 millones de pesos positivo.

Con fecha 28 de diciembre de 2016, conforme a lo dispuesto por la Disposición General Décima Quinta de las Políticas en materia de Presupuesto de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias se gestionó y autorizó una adecuación presupuestaria (Adecuado IV), en los mismos términos del Adecuado III, esta adecuación se gestionó únicamente para incluir los Anexos de Justificación correspondientes al Adecuado III, que se incorporan al Módulo de Adecuaciones Presupuestarias de Entidades (MAPE) de la SHCP.

Con fecha 26 de enero de 2017, conforme a lo dispuesto por el artículo 105 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la Disposición General Décima Quinta de las Políticas en materia de Presupuesto de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se gestionó y autorizó una adecuación presupuestaria (Adecuado V) que registró ingresos propios por 464,338.7 millones de pesos, un gasto programable por 317,250.7 millones de pesos y un balance financiero de 161,103.4 millones de pesos. Lo anterior, ocasionado por un menor gasto al mostrado en el Adecuado IV y a mayores ingresos por penalizaciones y porteo respecto del adecuado anterior.

Como resultado de dichas adecuaciones, las cifras de cierre de la CFE no sólo acreditan el cumplimiento de la meta de balance financiero y del techo de servicios personales, sino que arrojan resultados más favorables. Entre las consecuencias destacan un menor gasto al aprobado en materia de servicios personales, que se mantuvieron en niveles similares al ejercicio de 2015, un menor endeudamiento neto y una reducción en el gasto en servicios generales, que al cierre del ejercicio se muestra por debajo del nivel aprobado para dicho rubro.

# 2,500

millones de pesos disminuyó el presupuesto con la adecuación I.

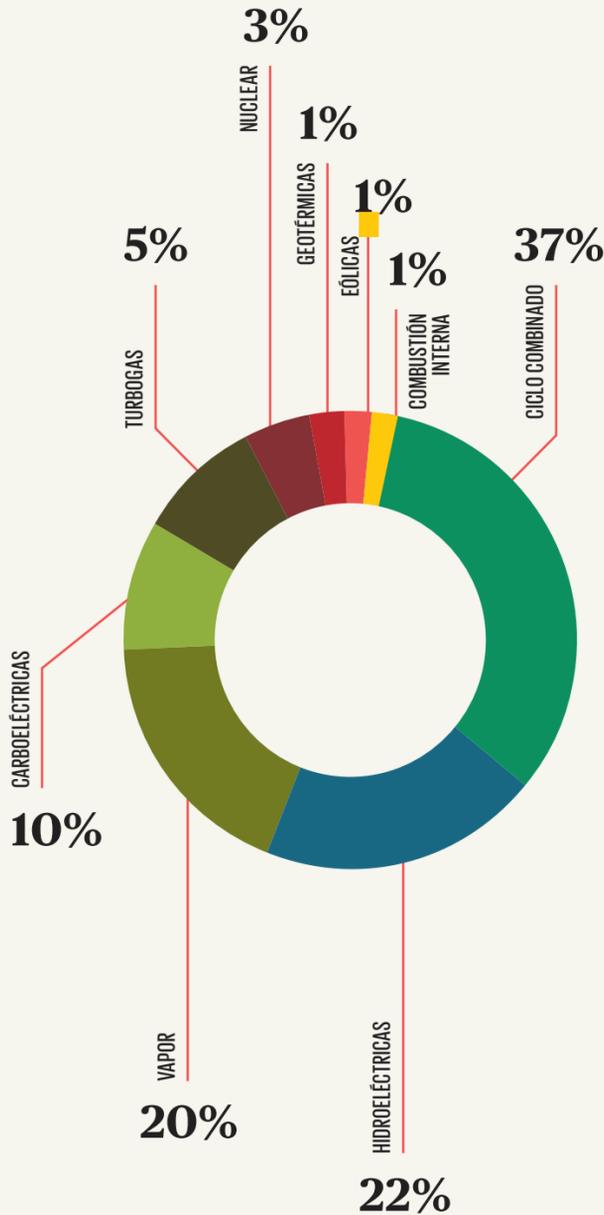
Lo cual derivó en

# 299,454.2

millones de pesos del gasto programable.

# Procesos centrales de la industria eléctrica desarrollados por la CFE

## GENERACIÓN:



Capacidad instalada por tecnología.

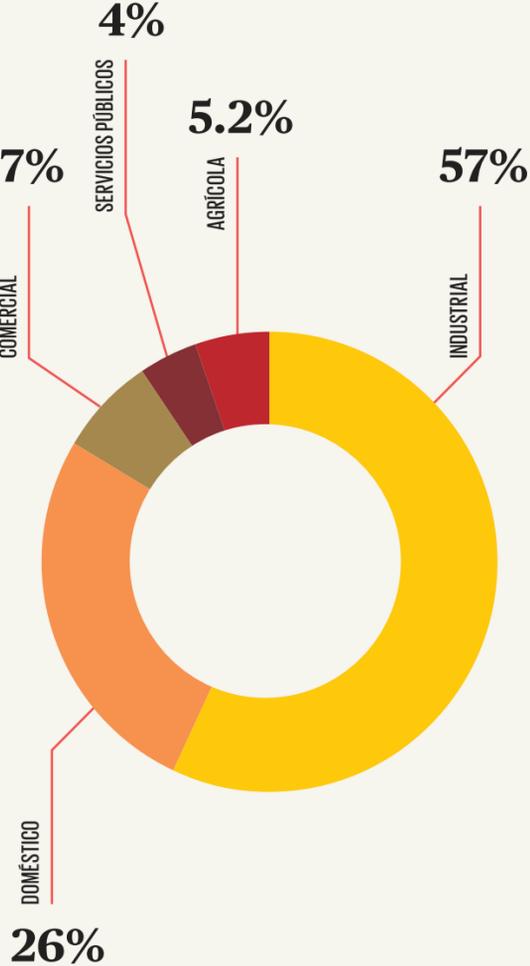
## TRANSMISIÓN:



## DISTRIBUCIÓN:



## COMERCIALIZACIÓN:



Volumen de energía por sector al 31 de diciembre de 2016

# Generación de electricidad



## Capacidad efectiva de generación

GENERADOR	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD EFECTIVA MW		CENTRALES Y UNIDADES 2016		PARTICIPACIÓN	VARIACIÓN
		2015	2016	CENTRALES	UNIDADES		
CFE	HIDROELÉCTRICA	12,027.8	12,092.4	60	167	21.76	0.5
	VAPOR	11,398.6	11,281.6	20	67	20.30	-1.0
	CICLO COMBINADO	7,578.3	8,190.5	17	72	14.74	8.1
	CARBOELÉCTRICA	5,378.4	5,378.4	3	15	9.68	0.0
	TURBOGÁS	2,736.5	2,736.5	41	92	4.92	0.0
	GEOTERMOELÉCTRICA	873.6	873.6	4	40	1.57	0.0
	COMBUSTIÓN INTERNA	303.9	358.0	6	55	0.64	17.8
	EOLOELÉCTRICA	86.3	86.3	3	8	0.16	0.0
	SOLAR FOTOVOLTAICA	6.0	6.0	2	2	0.01	0.0
NUCLEOELÉCTRICA	1,510.0	1,608.0	1	2	2.89	6.5	
<b>Total CFE</b>		<b>41,899.4</b>	<b>42,611.3</b>	<b>157</b>	<b>520</b>	<b>76.69</b>	<b>1.7</b>
PIE	CICLO COMBINADO	12,339.9	12,339.9	23	77	22.21	0.0
	EOLOELÉCTRICA	612.9	612.9	6	410	1.10	0.0
<b>Total PIE</b>		<b>12,952.8</b>	<b>12,952.8</b>	<b>29</b>	<b>487</b>	<b>23.31</b>	<b>0.0</b>
<b>Gran total</b>		<b>54,852.1</b>	<b>55,564.0</b>	<b>186</b>	<b>1,007</b>	<b>100</b>	<b>1.3</b>

## INFRAESTRUCTURA DE GENERACIÓN

La Comisión Federal de Electricidad cumplió sus compromisos con el sistema eléctrico nacional a partir de la producción de energía de plantas propias y la energía que, en virtud de contratos de largo plazo, le entregan las plantas de los Productores Independientes de Energía (PIE).

Esa combinación de recursos le permitió a la CFE contar, a diciembre de 2016, con una infraestructura de generación compuesta por 186 centrales, que suman 1,007 unidades de generación. En conjunto, la capacidad instalada era de 55,564.04 megawatts (mW).

Esta capacidad estaba integrada por 42,611.29 mW de centrales operadas por la Subdirección de Generación (Sdg), incluyendo los 1,608 mW de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde. Además, gestionó 12,952.75 mW de 29 centrales de Productores Independientes de Energía.

## EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA

# 55,564 MW

de capacidad fueron resultado de operaciones que significaron una adición total de 795.2 mW y un retiro total de 83.3 MW con respecto a lo reportado en 2015, cuya cifra de cierre fue de 54,852.1 mW. Las adiciones y retiros realizados en 2016 fueron:

### Adición de capacidad

**22.5 MW**  
de recuperación de capacidad en la Unidad 3 de la Central Hidroeléctrica Santa Bárbara.

**42.0 MW**  
en la Unidad 3 de la Central Hidroeléctrica Tingambato.

**105.0 MW**  
en la Unidad 1 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

**156.500 MW**  
en la Unidad 4 Turbogás de Poza Rica, ya convertida de vapor a ciclo

**11.6 MW**  
de la entrada en operación comercial de las Unidades 4 y 5 en la Central de Combustión Interna Guerrero Negro II (Vizcaíno), cada una con capacidad efectiva de 5.82 MW.

### Adición de capacidad

**47.0 MW**

de la entrada en operación comercial de la Unidad 5 en la Central de Combustión Interna Baja California Sur I.

**410.4 MW**

es la capacidad efectiva que suman las unidades generadoras de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, que entró en operación comercial.

## INDICADORES DE GENERACIÓN

El desempeño operativo de la planta de generación se reflejó en los principales indicadores de lo que era un proceso integrado. Los indicadores más relevantes y sus resultados al cierre de 2016 fueron:

ÍNDICE	UNIDAD DE MEDIDA	2015	2016	VARIACIÓN
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (BRUTA)*	GWh	260,700.95	263,152.80	0.9
DISPONIBILIDAD DE CENTRALES GENERADORAS (SDG)**	%	86.5	82.8	-4.3
DISPONIBILIDAD DE CENTRALES GENERADORAS***	%	88.38	83.46	-5.6
EFICIENCIA TÉRMICA (BRUTA)****	%	38.10	37.88	-0.6

\* Incluye centrales bajo el control operativo de la Subdirección de Generación, Productores Independientes de Energía, Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y Unidades en Proceso de Puesta en Servicio.  
 \*\* Incluye centrales bajo el control operativo de la Subdirección de Generación, la disponibilidad propia reportada en cuenta pública alcanzó un valor de 88.81 de acuerdo al PP E-561.  
 \*\*\* Incluye centrales bajo control operativo de la Subdirección de Generación, Productores Independientes de Energía y Nucleoeléctrica de Laguna Verde.  
 \*\*\*\* No incluye Productores Independientes de Energía y Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

## GENERACIÓN BRUTA

En 2016, la generación total de la CFE, conocida como generación bruta, fue de 263,152.8 GWh. Este volumen de energía incluye la producción con plantas propias y la energía comprada a Productores Independientes de Energía y Unidades en Proceso de Puesta en Servicio.

*La generación bruta de 2016 fue superior en 2,451.85 GWh (0.94 por ciento) a la generada en 2015, que fue de 260,700.95 GWh.*

### Retiro de capacidad

**30.0 MW**

Decremento en la Central de Ciclo Combinado Presidente Juárez (Rosarito), desglosados de la siguiente manera: la unidad 9 de 248 MW a 230 MW, la unidad 10 de 185 MW a 175 MW y la unidad 11 de 92 MW a 90 MW.

**2.8 MW**

decremento de capacidad efectiva de la Unidad 5 de la Central de Combustión Interna Santa Rosalía.

**7.0 MW**

decremento de la Unidad 2 de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, pasando su capacidad efectiva de 810 MW a 803 MW.

**41.7 MW**

las unidades uno, dos y tres de Poza Rica decrementan cada una su capacidad efectiva de 39 mW a 25.1 mW.

**1.8 MW**

por baja de las cuatro unidades de la Central de Combustión Interna Yécora.

## VARIACIONES DE LOS INDICADORES RESPECTO A LAS METAS 2016

La generación bruta fue 3.5 por ciento superior a la estimada para el periodo, debido a las condiciones de la demanda del sistema y los requerimientos de los usuarios de energía.

Durante el primer semestre de 2016, por condiciones climáticas, se contó con menos agua para generar energía en las centrales hidroeléctricas. Además, debido a la necesidad de recargar el combustible de las unidades de la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde y de efectuar mantenimientos no programados, durante cuatro meses la central operó a la mitad de su potencia.

A lo anterior se sumó la disminución de recursos canalizados a mantenimientos, como una contribución al esfuerzo de racionalización del gasto ante el escenario macroeconómico de menores precios internacionales de petróleo y depreciación del peso frente al dólar.

La reducción de mantenimientos se realizó maximizando las condiciones operativas y preservando la seguridad de las operaciones y la capacidad, con el objetivo de responder a las necesidades del sistema eléctrico.

Los tres factores mencionados tuvieron como consecuencia un menor ritmo de mantenimiento a las centrales, lo que influyó en la reducción de resultados en indicadores operativos tales como:

**La disponibilidad de centrales fue 4.3 puntos porcentuales menor a la de 2015 y 5.5% menor a la programada para 2016.**

**La eficiencia térmica bruta fue 0.6% menor a la de 2015 y 2.4% inferior a la programada.**

Derivado de la reforma energética, las nuevas empresas de generación de la CFE podrán redefinir el esquema de mantenimientos de centrales, aplicando enfoques empresariales que incluirán instrumentos tales como asociación con particulares. De ese modo, se podrá minimizar el impacto de factores como los que se registraron en 2016.

## GENERACIÓN NETA POR TIPO

Durante 2016, la generación neta de la CFE fue de **255,720.8 GWh**, superior en 2,473.7 GWh (0.97 por ciento) a la generada en 2015.

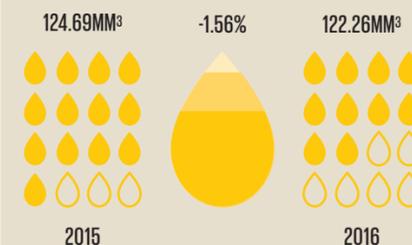
Generación neta anual (2015-2016)					
GENERADOR	TIPO DE TECNOLOGÍA	GENERACIÓN GWH		VARIACIÓN RELATIVA %	VARIACIÓN ABSOLUTA GWH
		2015	2016	2015-2016	2015-2016
CFE	HIDROELÉCTRICA	29,772.6	28,902.0	-2.9	-870.6
	CICLO COMBINADO	46,275.1	47,385.0	2.4	1,109.9
	CARBOELÉCTRICA	31,188.1	31,790.1	1.9	602.0
	EÓLICA	202.0	186.1	-7.9	-15.9
	SOLAR FOTOVOLTAICA	12.5	12.1	-3.0	-0.4
	GEOTERMOELÉCTRICA	5,862.1	5,721.3	-2.4	-140.8
	COMBUSTIÓN INTERNA	1,646.6	1,776.6	7.9	130.0
	TURBOGÁS	4,911.9	5,547.7	12.9	635.8
	VAPOR	33,017.2	34,069.2	3.2	1,052.0
	NUCLEOELÉCTRICA	11,176.5	10,272.3	-8.1	-904.2
DIVERSAS	401.3	1,623.0	304.4	1,221.7	
	<b>Total CFE</b>	<b>164,465.9</b>	<b>167,285.4</b>	<b>1.7</b>	<b>2,819.5</b>
PIE	CICLO COMBINADO	86,653.2	86,160.9	-0.6	-492.3
	EÓLICA	2,128.0	2,274.5	6.9	146.5
	<b>Total PIE</b>	<b>88,781.2</b>	<b>88,435.4</b>	<b>-0.4</b>	<b>-345.8</b>
TOTAL		253,247.10	255,720.75	0.98	2,473.65

## USO DE FUENTES PRIMARIAS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA

La utilización de las fuentes primarias de energía guarda una relación directa con la intensidad con la que son utilizadas en los distintos tipos de plantas. El Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) decide cuándo generan las distintas centrales y por cuánto tiempo, en función de los costos y la disponibilidad de recursos en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

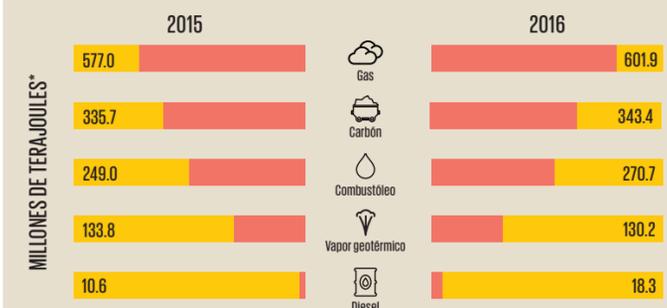
En 2016 se registraron menos aportaciones pluviales con respecto al año anterior y se dejaron de operar las centrales de la extinta Luz y Fuerza del Centro, lo que generó 2.9 por ciento menos electricidad con agua que en 2015. Comparando ambos periodos, se utilizó 1.94 por ciento menos agua en las centrales hidroeléctricas, lo que representa una disminución de 2.43 mil millones de metros cúbicos con respecto a 2015.

### Uso de agua para generar electricidad (2015-2016)



Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. MM<sup>3</sup>: Miles de Millones de Metros Cúbicos.

### Consumo de combustibles para generar electricidad (2015-2016)



\*Joule: unidad básica de energía / Terajoule: 1 billón de joules.

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad, Diciembre 2016

Las tecnologías o tipos de generación de energía que utilizan combustibles para producir electricidad son: carboeléctrica, ciclo combinado, combustión interna, turbogás y vapor convencional (combustóleo y gas).

Durante el primer semestre de 2016, dos factores influyeron en la composición de la electricidad generada por fuente primaria.

Las lluvias y aportaciones hídricas en las principales cuencas donde se ubican las centrales hidroeléctricas contaron con menores volúmenes de agua. Entre enero y junio de 2016, la generación hidráulica se redujo 14.6 por ciento respecto al mismo periodo de 2015.

Adicionalmente, la Central de Laguna Verde entró a su periodo de recarga de combustible nuclear, por lo que detuvo sus operaciones entre marzo y mayo del mismo año.

La menor generación hidráulica y nuclear fue compensada con mayor generación de otras tecnologías, como ciclo combinado y vapor.

Una vez que la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde reanudó operaciones y que se incrementaron las lluvias y aportaciones en las cuencas, entre julio y diciembre de 2016, la generación de energía eléctrica limpia fue de 24.8 TWh, lo que significó un incremento semestral de 14 por ciento.

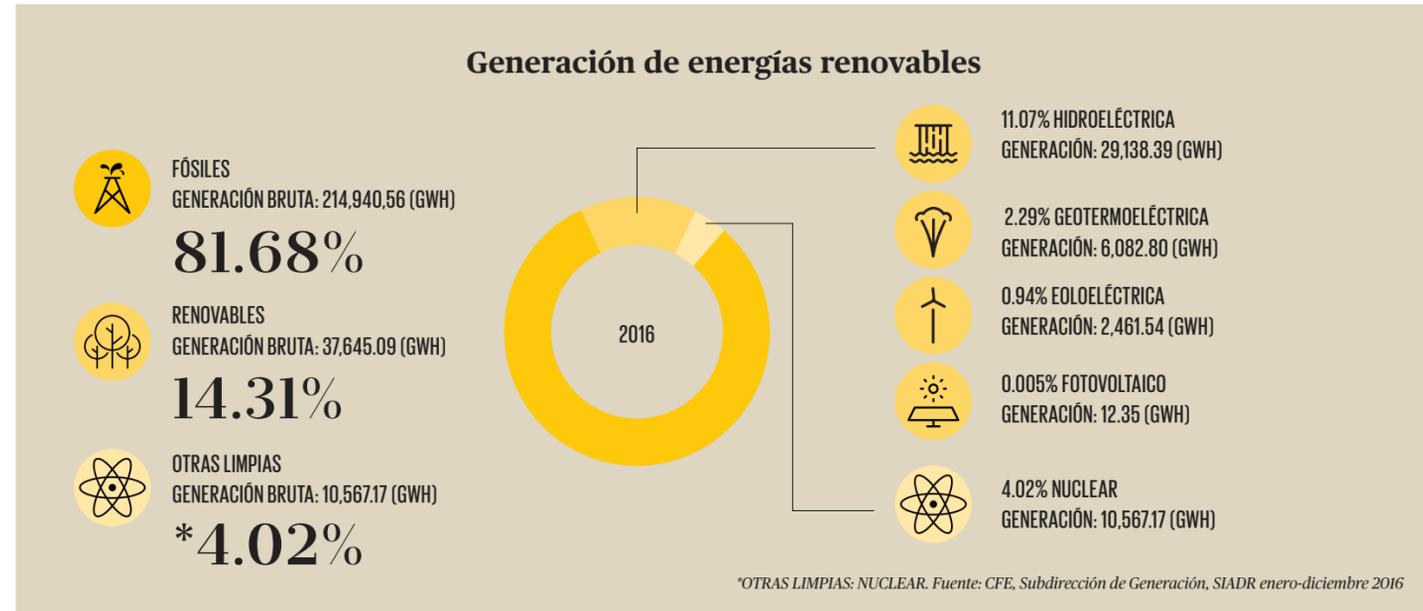
# ENERGÍAS LIMPIAS Y RENOVABLES

Al cierre de 2016, el portafolio de generación propia o a disposición de la CFE estuvo compuesta en 27.5 por ciento por tecnologías que utilizan fuentes primarias de energía limpia<sup>1</sup>.

En el mismo año, la generación bruta con energías renovables fue 14.3 por ciento del total y, al añadir el resto de energías limpias, la cifra subió a

18.3 por ciento. La participación más importante en el portafolio de energía limpia fue de la hidroeléctrica, con 11.07 por ciento.

<sup>1</sup> Las energías renovables consideran hidroeléctrica, geotérmica, solar, y eólicas propias y de Productores Independientes de Energía. El resto de energías limpias es nuclear.



Las tecnologías renovables están sujetas a la disponibilidad natural de sus fuentes primarias. En 2016 destacó el incremento de 5.6 por ciento registrado por la generación eólica. Por su parte, la generación geotérmica registró descensos, principalmente, por la disminución de los vapores geotérmicos disponibles para la Central de Cerro Prieto, en Baja California.

Para compensar la declinación natural de los campos geotérmicos, se ha impulsado la construcción de nuevas centrales que aprovechen el estudio, el desarrollo y la explotación de nuevos campos:

**Proyecto CG Los Humeros III Fase A.** Se encuentra en construcción en el estado de Puebla, con una capacidad de generación de 25 MW. Al mes de diciembre 2016, el avance era de 93 por ciento. La fecha de conclusión estimada es mayo de 2017.<sup>2</sup>

**Proyecto CG Azufres III Fase II.** En el estado de Michoacán continúa la construcción de la Central Geotérmica Los Azufres III fase II. También contará con una capacidad de 25 MW. Al finalizar 2016, el proceso constructivo acumulaba 28.7 por ciento de avance. La fecha de conclusión estimada es junio de 2018.

Las energías renovables hacen aportaciones al medio ambiente al evitar la producción de

energía con base en tecnologías y fuentes precursoras de emisiones de CO2 y otros gases de efecto invernadero. Además, fortalecen la viabilidad a largo plazo de la industria eléctrica, al convertirse en factores de políticas públicas y estrategias económicas sustentables. Así lo mostraron proyectos y acciones de la CFE en 2016, entre los cuales destacan:

- **La Central Eólica La Venta II**, con una capacidad instalada de 83.3 MW a partir de 98 aerogeneradores, fue el primer proyecto de la CFE inscrito ante el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) del Protocolo de Kioto y le ha permitido participar en el instrumento de bonos de carbono. El contrato fue firmado en 2006 y en 2016 se realizó la séptima verificación ante el MDL, la cual permite acreditar un acumulado de más de 1 millón de toneladas de CO2 evitadas, lo que se traduce en ingresos acumulados por 9.2 millones de dólares por venta de bonos de carbono.

- **La Central Geotérmica de Los Azufres III, fase I** ganó un contrato de energía antes de concluir su construcción en virtud de su participación en la segunda subasta de largo plazo, convocada por el Centro Nacional de Control de Energía. La asignación del contrato tuvo lugar el 28 de septiembre de 2016.

- En una acción para impulsar las energías renovables y avanzar en el cumplimiento de las obligaciones de adquirir Certificados de Energía Limpia (CEL), la CFE participó como compradora en las dos subastas de largo plazo que han sido organizadas por el Cenace. En la primera subasta fueron adquiridos 5,380,000 certificados y en la segunda 9,275,000.

# 75%

de la energía limpia que se produce en todo el país la aporta la CFE.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Calculado con base en el "Reporte de Avance de Energías Limpias", elaborado por la Secretaría de Energía del Gobierno de la República (SENER), correspondiente al primer semestre de 2016, publicado en diciembre de ese año. En el primer semestre de 2016, la energía limpia generada en el país fue de 30,587 Gigawatts hora (GWh), de los cuales la CFE generó 22,998.8 GWh.

# CONVERSIÓN DE CENTRALES A COMBUSTIÓN DUAL

Entre 2014 y 2017, la CFE convertirá siete centrales de generación termoeléctrica a combustión dual, para que, además de combustóleo, puedan utilizar gas natural. Estos proyectos representan cerca de 4,558 mW (17 por ciento del total de la capacidad termoeléctrica instalada) con una inversión aproximada de 2,837 millones de pesos.

Dichas conversiones tienen como objetivo principal reducir el uso de combustóleo, que es un combustible cuyo precio y emisiones al ambiente son altos en comparación con otras fuentes de energía, como el gas natural. Con la conversión de las centrales se prolonga la vida útil de las mismas, se diversifica el uso de fuentes de energía y aumenta la probabilidad de que las plantas reciban órdenes de generar electricidad en un mercado competitivo.

La CFE se ha planteado como meta reducir la generación de energía eléctrica a partir de combustóleo y, con ello, disminuir las emisiones de CO2. De 2012 a 2016, la Comisión Federal de Electricidad redujo en 44 por ciento su consumo de combustóleo en la generación de energía eléctrica y las emisiones de CO2 asociadas, pasando de 201,000 a 112,000 barriles de combustóleo diarios con el uso de ese combustible.

Buscando mantener las tendencias mostradas, la CFE impulsa la construcción de 26 gasoductos, a fin de asegurar la disponibilidad del gas natural requerido para sustituir la generación con combustóleo.

Al cierre de 2016, los principales avances del programa de conversión de centrales fueron:

### Proyectos concluidos antes de 2016:

- Central Termoeléctrica Puerto Libertad, en Puerto Libertad, localidad de Pitiquito, Sonora.
- Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos, en Tula de Allende, Hidalgo.
- Central Termoeléctrica Presidente Emilio Portes Gil, en Río Bravo, Tamaulipas.
- Central Termoeléctrica Gral. Manuel Álvarez Moreno, en Manzanillo, Colima.

### Proyectos en proceso durante 2016:

- Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes, en Ahome, Sinaloa.
- Central Termoeléctrica Villa de Reyes, en Villa de Reyes, San Luis Potosí.
- Central Termoeléctrica José Aceves Pozos, en Mazatlán, Sinaloa.



# OPERACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO

A partir de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica el 11 de agosto de 2014, iniciaron los preparativos para que la CFE pudiera participar como generador, representando a las centrales eléctricas de la Comisión Federal de Electricidad y de productores externos de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista. Como parte de esta preparación, en diciembre 2015, la CFE conformó un grupo de trabajo de Optimización del Mercado Eléctrico y Gestión de la Energía.

Como primera etapa se diseñaron los procesos de transacciones comerciales para presentación de ofertas, administración de riesgos y conciliación de transacciones, así como la implementación de sistemas y la selección del personal de cada una de las gerencias regionales de producción, para participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Inicialmente, todas las unidades generadoras se representaron dentro de los mercados del día en adelante y tiempo real de manera consolidada. Lo anterior, a efecto de probar sistemas y adecuar los procesos de manera conjunta con los representantes de las seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de generación.

A partir de abril de 2016, inició la implementación regional de las áreas de Optimización del Mercado Eléctrico y Gestión de la Energía en las sedes de cada una de las EPS. Primero representando centrales generadoras que tenían asignadas, como gerencias regionales de producción, y posteriormente, una vez emitidos los portafolios de las EPS por parte de la Secretaría de Energía, representando a las centrales que les fueron asignadas.

A diciembre de 2016, en cumplimiento con los Términos para la Estricta Separación Legal de Comisión Federal de Electricidad, se contaba con seis áreas separadas en personal, espacios físicos y sistemas, para representar a las unidades generadoras de cada uno de los portafolios de centrales asignados por la Secretaría de Energía de acuerdo con la publicación del Diario Oficial de la Federación al 4 de noviembre del 2016.

En total, durante 2016, se comercializaron dentro del Mercado Eléctrico Mayorista 255 TWh y, en promedio, se emitieron 394 ofertas de unidades de central eléctrica cada día en el mercado del día en adelante.

También como parte de la puesta en marcha de los sistemas necesarios para la operación en el Mercado Eléctrico Mayorista, se configuraron sistemas que le permiten la revisión de los estados de cuenta emitidos por el Cenace para cada EPS de generación, en donde, a diciembre de 2016, se habían procesado alrededor de 2,000 estados de cuenta por un importe de 200,416 millones de pesos.

A finales de 2015 e inicio de 2016 se tramitaron y otorgaron los Títulos de Permiso de las Centrales de Generación de Energía Eléctrica de CFE por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En materia de tarifas reguladas, la Ley de Industria Eléctrica (LIE) establece, en el artículo 138, que la CRE expedirá las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas regu-

ladas para transmisión, distribución, operación de los suministradores de servicios básicos, operación del Cenace y de los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

En ese sentido, la CRE comunicó a la CFE las tarifas que se aplicarán por los servicios de transmisión y distribución de energía eléctrica. Ambas tarifas serán aplicables durante el periodo tarifario del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018. En atención a lo señalado en los acuerdos de la CRE, la Comisión Federal de Electricidad publicó en el Diario Oficial de la Federación las tarifas de los servicios de transmisión y de distribución el 28 de enero de 2016. La actualización de las tarifas para 2017 fue comunicada a CFE en diciembre de 2016.

Adicionalmente, la CRE emitió el acuerdo por el que se expiden las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para 2016.

En el proceso de definiciones tarifarias, hasta finales de 2016, la CRE estaba próxima a definir las tarifas de operación del suministrador básico, las tarifas de servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista y las tarifas finales del suministro básico. Por su parte, el Eje-

cutivo federal podrá determinar mecanismos de fijación de tarifas distintos a las tarifas finales de la CRE para determinados grupos de usuarios del suministro básico. Asimismo, sigue en proceso de concluir la definición del contrato legado, el cual será la base para establecer el costo de la energía eléctrica que deberá ser considerado en la determinación de las tarifas finales.

En apoyo de las tareas regulatorias, la Comisión Federal de Electricidad proporcionó a la CRE la información solicitada y ha colaborado en el análisis del tema, haciendo propuestas específicas de metodologías para su diseño.

La CFE, en conjunto con sus EPS y EF, continúan colaborando en diversos grupos de trabajos, con la finalidad de brindar elementos a los entes reguladores para fundamentar las solicitudes.

De igual forma se continúa trabajando de manera cercana con la CRE para la definición de temas diversos, como la revisión de modelos de contrato a usuario final, la medición para liquidaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, la contabilidad regulatoria y el reconocimiento de los costos de intermediación de contratos legados, entre otros.



*Como parte de esta preparación, en diciembre 2015, la CFE conformó un grupo de trabajo de Optimización del Mercado Eléctrico y Gestión de la Energía.*



# Transmisión de electricidad

**Por mandato legal, la CFE tiene que prestar el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica por cuenta y orden del Estado mexicano, por lo que entre sus prioridades operativas está cumplir con ese objetivo. Para lograr rentabilidad y generar valor, la Comisión Federal de Electricidad deberá alcanzar niveles de eficiencia económica y confiabilidad en el servicio, que sean consistentes con estándares internacionales.**

## INFRAESTRUCTURA DE TRANSMISIÓN

La energía que fue producida por las centrales de generación debe ser llevada hasta las grandes poblaciones y localidades que la demandan. Esa función se cumple a través del proceso de transmisión.

A finales de 2016, la Red Nacional de Transmisión (RNT) contaba con

**59,606 KM**

de líneas de transmisión y subtransmisión en los voltajes de 400, 230, 115 y menores de 115 kilovolts (kV). Esta longitud se mantuvo prácticamente igual que en 2015, con un incremento marginal de 85 kilómetros.

En diciembre de 2016, el proceso de transmisión disponía de

**492**

subestaciones de potencia, seis más de las existentes en 2015

Al cierre del ejercicio 2016, la capacidad instalada de transformación en transmisión fue de

**224,272.26 MVA,**

2.8 por ciento más que en 2015.

Con la infraestructura disponible, el proceso de transmisión manejó cerca de 273,202 gigawatts por hora (GWh) de electricidad en 2016.

### Indicadores de transmisión

INDICADOR	UNIDAD	RESULTADO 2015	RESULTADO 2016	VARIACIÓN 2015 VS 2016
SALIDAS POR FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	NÚMERO	0.71	0.80	12.7%
TIU EN TRANSMISIÓN	MINUTOS	0.81	1.12	38.3%
VOLUMEN DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	TWH	4.06	4.50	10.8%
PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN	%	1.61	1.64	1.9%
SAIDI EN TRANSMISIÓN	MIN/USU	0.91	0.976	7.3%
ENERGÍA NO SUMINISTRADA	MWH	2,126	1,117	-47.5%
REFORZAMIENTO DE ENLACES CRÍTICOS	%	100.00	100.00	N.A.

Fuente: Dirección de Operación. Comisión Federal de Electricidad. 2016.

## SALIDAS POR FALLAS EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Se refiere a la cantidad de desconexiones ocurridas en líneas de transmisión, atribuibles a fallas, contabilizadas por cada 100 kilómetros. El estándar internacional es de una salida y el resultado del indicador de la CFE es inferior, por lo que las diferencias son marginales.

El resultado de 2016 fue ligeramente superior al de 2015 y a la meta establecida para 2016 (0.8 por ciento contra 0.71 por ciento y 0.70 por ciento, respectivamente). Para mantener la mejora continua de un indicador que ya está por debajo del valor de referencia, la CFE desarrolla trabajos de sustitución de aisladores convencionales por sintéticos en las zonas con mayor problemática climática.

## TIU EN TRANSMISIÓN

El Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) muestra el tiempo promedio que los usuarios no dispusieron del servicio eléctrico debido a las interrupciones por cualquier causa atribuible al proceso de transmisión, sin considerar eventos ajenos y quedando excluidas las interrupciones que se originen en los circuitos de distribución secundarios y en las acometidas del servicio de los usuarios.

En 2016, el TIU de transmisión fue superior en 0.31 minutos (38 por ciento) al registrado en 2015, y 12 por ciento mayor a la meta planteada para 2016.

Los eventos relevantes que ocasionaron el incremento en el indicador fueron:

- Una falla de alta resistencia ocurrida en la zona de Coatzacoalcos.
  - Un choque de conductores por vientos extraordinarios en la zona sur de Baja California
- Ante ambos incidentes, se tomaron inmediatas acciones correctivas y preventivas.

## VOLUMEN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN

Mide la energía que se pierde disipada por conducción y transformación, debido a características técnicas de los componentes físicos de la red. El volumen perdido en 2016 fue 10.8 por ciento superior al de 2015, resultado en línea con lo esperado ante el crecimiento de la demanda y con los pronósticos de rendimiento de la red. El resultado fue el mismo que el programado para el periodo.

**1.9%**

### Porcentaje de pérdidas de energía en transmisión

Es la cantidad de electricidad que se disipa en la red. En el proceso de transmisión, prácticamente el total es por razones técnicas. Este indicador se refiere a la participación porcentual de la energía perdida en la energía conducida. En 2016, el porcentaje de pérdidas en transmisión fue 0.03 puntos superior al de 2015 (1.9 por ciento) y del mismo valor que la meta.

**13%**

### SAIFI en transmisión

El indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) se refiere a la frecuencia de interrupciones en el proceso de transmisión. En 2016, el rubro fue 13 por ciento mejor que el registrado en 2015.

**7%**

### SAIDI en transmisión

El SAIDI (System Average Interruption Duration Index) es el indicador de la duración promedio de las interrupciones en el proceso de transmisión, contabilizadas después del minuto cinco. El resultado en 2016 fue 0.06 minutos superior al de 2015 (7 por ciento) y 0.07 minutos mayor a la meta anual. El crecimiento se explica por los mismos eventos de falla reportados en el TIU de 2016, una falla en Coatzacoalcos y vientos extraordinarios en Baja California, en extensión de Santa Rosalía, Vizcaíno y Tres Vírgenes.

**-47.5%**

### Energía no suministrada

Se refiere a la electricidad que se deja de suministrar a los usuarios debido a las interrupciones mayores a un minuto por causas atribuibles al proceso de transmisión. El resultado en 2016 mejoró respecto al de 2015, al disminuir en casi la mitad (-47.5 por ciento) la energía no suministrada. El dato observado en el año mejoró la meta en 5 por ciento.

## REFORZAMIENTO DE ENLACES CRÍTICOS

Los enlaces críticos son conjuntos de componentes de transmisión de vital importancia para el Sistema Eléctrico Nacional, porque evitan congestiones y permiten optimizar los recursos de generación y las vías de transmisión. Además, ofrecen capacidades y flexibilidad para enfrentar el crecimiento de la demanda en volumen y en demanda coincidente.

Desde 2012 está en marcha un programa de reforzamiento de enlaces críticos. El objetivo general ha sido asegurar la capacidad de transmisión de energía eléctrica del oriente hacia el occidente del país, y del sureste hacia el centro y occidente.

La prioridad ha sido incrementar la carga máxima en los enlaces de la red troncal de 400 y 230 kV del sureste, centro, oriente, occidente y norte. El reforzamiento de enlaces prioritarios ha permitido asegurar la confiabilidad, la seguridad y la continuidad del servicio en dichas regiones.

Se consideró un total de 121 enlaces para el periodo 2012 - 2018: 14 para 2012, 32 para 2013, 15 para 2014, 20 para 2015, 17 para 2016 y 23 entre el periodo 2017 - 2018.

En 2016 se llevaron a cabo la totalidad de reforzamientos programados. Una vez sustituido los equipos y puestos en servicio, se mejoró la confiabilidad de los enlaces antes mencionados, beneficiando aproximadamente a 21,626,097<sup>1</sup> usuarios en las regiones norte, central, oriente y sureste del país.

## ACTIVIDADES OPERATIVAS DE TRANSMISIÓN

Entre enero y diciembre de 2016, el proceso de transmisión recibió 273,020 GWh. La operación de la red durante el año se aprecia en los resultados de sus principales indicadores de seguimiento.

A diciembre de 2016, la Subdirección de Transmisión reportó en promedio 0.08 interrupciones por usuario, con una duración de 0.976 minutos. En total, éstas interrupciones resultaron en 1,117 megawatts por hora (MWh) de energía no suministrada, las diversas interrupciones en la Red Nacional de Transmisión (RNT) resultaron en un 99.32 por ciento de continuidad del flujo eléctrico. Asimismo, la transmisión de la energía por la red conllevó la pérdida de 1.64 por ciento de la energía que recibió por el proceso de generación. Estas pérdidas fueron de tipo técnico y corresponden a los fenómenos y características físicas de los elementos y equipos de conducción, así como al comportamiento del fluido eléctrico.

<sup>1</sup> Fuente: portal ejecutivo SIAD Plus de la Dirección General de CFE Distribución, datos correspondientes a las regiones norte, central, oriente y sureste de Transmisión al mes de diciembre de 2016.

## Relación de enlaces

Nombre del enlace	Ubicación	Capacidad de Transmisión MVA	Capacidad de Transmisión Incrementada MVA	Fecha de entrada en operación	Inversión (MDP)
1. TOPILEJO - A3420- SANTA CRUZ - 400 KV	CIUDAD DE MÉXICO	1,100	1,350	08/11/16	1.03
2. TOPILEJO - A3410- SANTA CRUZ	CIUDAD DE MÉXICO	1,100	1,350	08/11/16	0.48
3. MALPASO - A3060- MINATITLÁN DOS	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	04/11/16	0.44
4. MALPASO - A3160- MINATITLÁN DOS	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	02/01/17	0.44
5. MALPASO - A3250- COATZACOALCOS DOS	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	02/01/17	0.50
6. COATZACOALCOS DOS - A3350- MINATITLÁN DOS	VERACRUZ	1,100	1,350	22/09/16	0.50
7. MANUEL MORENO TORRES - A3040- JUILÉ	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	15/12/16	1.00
8. MANUEL MORENO TORRES - A3140 - JUILÉ	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	15/12/16	1.00
9. MANUEL MORENO TORRES - A3T90 - JUILÉ	CHIAPAS/VERACRUZ	1,100	1,350	15/12/16	2.28
10. JUILÉ - A3U10- CERRO DE ORO	VERACRUZ/OAXACA	1,100	1,350	10/05/16	0.50
11. JUILÉ - A3U00 - CERRO DE ORO	VERACRUZ/OAXACA	1,100	1,350	10/05/16	0.50
12. JUILÉ - A3T70 - CERRO DE ORO	VERACRUZ/OAXACA	1,100	1,350	22/09/16	0.50
13. MALPASO DOS - A3U80 - TABASCO POTENCIA	CHIAPAS/TABASCO	1,100	1,350	02/09/16	4.68
14. MALPASO DOS - A3U90 - TABASCO POTENCIA	CHIAPAS/TABASCO	1,100	1,350	02/09/16	4.68
15. DURANGO II - 93820 - MAZATLAN II	DURANGO/SINALOA	320	370	17/11/16	0.74
16. JERÓNIMO ORTIZ - 93600 - FRESNILLO	DURANGO/ZACATECAS	320	370	10/01/17	3.54
17. LERDO - 93090 - LA TRINIDAD	DURANGO	320	370	17/11/16	4.72
<b>TOTAL</b>		<b>16,320</b>	<b>20,010</b>		<b>27.53</b>

## DESLINDE DEL CONTROL FÍSICO DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

La CFE coordinó con el Centro Nacional de Control de Energía que este organismo, en su calidad de operador independiente de la red, tomará el control operativo, separado del control físico que realizará la empresa subsidiaria CFE Transmisión. Durante 2016 fue completamente concluido el proceso de entrega-recepción, destacando:

- La entrega recepción del control operativo de centrales eléctricas al Cenace.
- La entrega recepción del control operativo de la red de subtransmisión de CFE al Cenace.
- La entrega recepción del control físico de la red de transmisión del Cenace a CFE.

Estas actividades apoyan el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y consolidan la separación de la CFE y el Cenace.

Otra de las operaciones relevantes del proceso de transmisión fue el intercambio de energía con los sistemas situados fuera del territorio nacional. Entre enero y diciembre de 2016, por la red se importaron 2,243 GWh de energía y se exportaron 2,056 GWh.

Entre enero y diciembre de 2016

Se importaron

# 2,243 GWH

Se exportaron

# 2,056 GWH

## REFORZAMIENTO DE ENLACES DE TRANSMISIÓN



Nota: El mapa y la información que contiene de la Red Troncal de Transmisión se encuentra con carácter de Clasificado ante el IFAI, ahora INAI ( Expediente Red Troncal de Transmisión).

# Distribución de electricidad

La energía que es producida en las centrales de generación y llevada a las localidades por las redes de transmisión son conducidas hasta los usuarios finales de la electricidad a través de las redes de distribución.

En 2016, el proceso de distribución desarrollado por la CFE recibió y condujo en sus redes e instalaciones más de 287,400 GWh de energía. Ese volumen de energía fue 3.64 por ciento superior al manejado en 2015.

La distribución de energía eléctrica en el país se realizó a través de las 16 divisiones en que se repartió la infraestructura y el personal del proceso.

De las 16 divisiones, en 13 se incrementó la energía recibida. Las divisiones que distribuyeron más electricidad fueron la del Golfo norte (15 por ciento) y Bajío (11 por ciento, respecto al total nacional de 2016). Acerca de la energía distribuida en 2015, las variaciones más significativas ocurrieron en las divisiones Noroeste (+7.5 por ciento) y Bajío (+5.6 por ciento).

# 3.74%

incremento en la energía recibida en 2016 vs 2015.

DIVISIONES	ENERGÍA RECIBIDA (GWH)		VARIACIÓN (%)
	2015	2016	2015 A 2016
<b>Total Nacional</b>	<b>277,361</b>	<b>287,458</b>	<b>3.64%</b>
GOLFO NORTE	40,913	43,023	5.16%
BAJÍO	29,084	30,707	5.58%
NORTE	23,082	24,034	4.13%
NOROESTE	20,860	22,432	7.54%
VALLE DE MÉXICO NORTE	19,182	19,368	0.97%
JALISCO	17,210	17,822	3.56%
CENTRO ORIENTE	16,706	17,496	4.73%
ORIENTE	16,768	16,686	-0.49%
VALLE DE MÉXICO SUR	16,401	16,281	-0.73%
BAJA CALIFORNIA	15,256	15,762	3.31%
GOLFO CENTRO	13,532	13,939	3.00%
VALLE DE MÉXICO CENTRO	12,970	12,860	-0.85%
SURESTE	12,408	12,781	3.01%
PENINSULAR	11,490	11,960	4.09%
CENTRO OCCIDENTE	11,208	11,477	2.40%
CENTRO SUR	11,000	11,263	2.39%

Fuente: Subdirección de Distribución. Sistema de Balance. Diciembre 2016.

## Crecimiento de instalaciones de distribución (2015-2016)

INSTALACIÓN	UNIDAD	2015	2016	DIFERENCIA ANUAL	VARIACIÓN ANUAL (%)
SUBESTACIONES	NÚMERO	1,922	1,974	52	2.7
CAPACIDAD INSTALADA	MEGA VOLTS AMPERE	55,464	56,564	1,100	2.0
LÍNEAS DE ALTA TENSIÓN*	KILÓMETROS	52,327	51,968	-359	-0.7
LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN		454,747	462,313	7,566	1.7
LÍNEAS DE BAJA TENSIÓN*		321,579	316,804	-4,775	-1.5
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	NÚMERO	1,420,380	1,446,529	26,149	1.8

Fuente: Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. Cifras redondeadas.

\* Por modernización se redujo la cantidad de km en alta tensión y en baja tensión, principalmente en la división Norte y en la del Valle México Norte.

## INFRAESTRUCTURA DE DISTRIBUCIÓN

Con objeto de atender el crecimiento esperado de la demanda de energía eléctrica en el país, la CFE mantuvo en 2016 un programa de expansión y modernización de la infraestructura de distribución. En ese año, se incrementó en 1,100 Mega Volts Ampere (MVA) la capacidad instalada en operación (+2 por ciento), en 2,432 los kilómetros de líneas de distribución (+0.3 por ciento) y en 26,149 los transformadores de distribución (+1.8 por ciento).

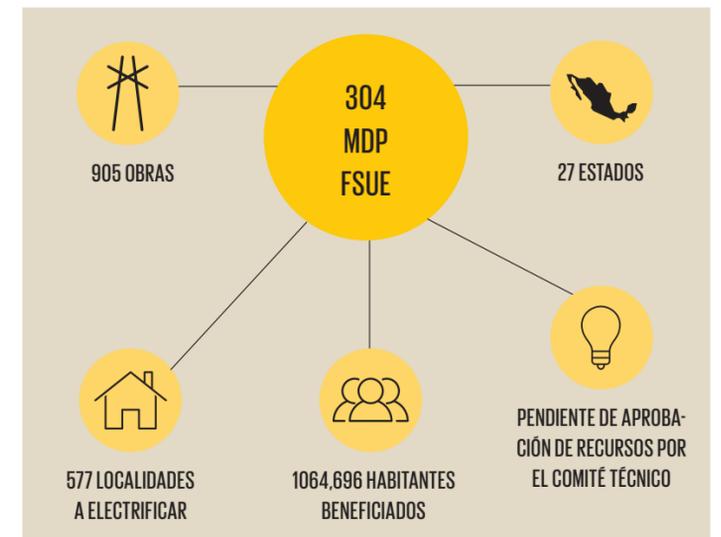
Al cierre de 2016, las redes de distribución de la CFE contaron con una capacidad instalada en operación de 56,564 MVA, en 1,974 subestaciones de potencia. Para distribuir la energía eléctrica a la población, dispuso de 831,087 kilómetros de líneas de alta, media y baja tensiones, así como de 1.44 millones de transformadores de distribución.

1 El incremento es un saldo que resulta del incremento de más de 7,500 kilómetros en líneas de media tensión, que compensó el efecto de reducir más de 5,000 kilómetros de líneas en baja y media tensión como parte de la modernización de la infraestructura.

## FONDO DE SERVICIO DE UNIVERSAL ELÉCTRICO (FSUE)

Mediante decreto publicado el 11 de agosto de 2014, en el Diario Oficial de la Federación, fue expedida la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la cual establece en su artículo 113 que compete a la Secretaría de Energía (SENER) el establecimiento y la supervisión de la administración de un vehículo financiero -denominado FSUE- enfocado a las acciones de electrificación en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, así como la distribución de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación.

Al cierre de 2016, la Subdirección de Distribución de la CFE ingresó, a la Dirección General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica y Vinculación Social de la Secretaría de Energía, solicitudes para el Fondo de Servicio Universal Eléctrico de 905 obras por 304 MDP, mismas que están en gestión.



## Indicadores del proceso de distribución 2015 - 2016

Indicador	Unidad de medida	Cifras (Datos observados)		Variación % De 2015 a 2016
		2015	2016	
TIU EN DISTRIBUCIÓN	MINUTOS	36.79	31.77	-14%
VOLUMEN DE PERDIDAS DE ENERGÍA	TWH	40.639	40.01	-2%
VOLUMEN DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	TWH	36.373	35.53	-2%
PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGÍA	%	14.36	13.62	-5%
PORCENTAJE DE PERDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	%	13.11	12.36	-6%
VERIFICACIÓN DE MEDICIÓN PARA LA FACTURACIÓN	NÚMERO	3,200,838	3,210,145	0%
ATENCIÓN DE ANOMALÍAS EN MEDICIÓN	NÚMERO	525,190	540,289	3%
REEMPLAZO DE MEDIDORES	NÚMERO	1,340,320	1,819,699	36%
CONEXIONES DE SERVICIO	NÚMERO	2,767,974	2,806,923	1%
ATENCIÓN DE ESTIMACIONES DE MEDICIÓN	NÚMERO	4,665,559	4,219,573	-10%
ATENCIÓN DE CONSUMO CERO	NÚMERO	1,498,566	1,426,367	-5%
CONSTRUCCIÓN DE LÍNEAS DE MEDIA TENSIÓN	KM	2,054	1,170	-43%
INCREMENTO EN LA CAPACIDAD INSTALADA DE DISTRIBUCIÓN*	MVA	329.6	17.34	-95%
MANTENIMIENTO EN DISTRIBUCIÓN**	CRÉDITOS	11,526,824	11,591,476	1%
OBRAS DE MODERNIZACIÓN (CORREDOR REFORMA)	%	20.0	33.12	66%
SAIFI EN DISTRIBUCIÓN	INT/USU	0.78	0.71	-9%
SAIDI EN DISTRIBUCIÓN	MIN/USU	35.09	30.21	-14%
SAIFI TOTAL	INT/USU	0.823	0.746	-9%
SAIDI TOTAL	MIN/USU	36.003	31.182	-13%

## INDICADORES RELEVANTES

Las actividades operativas del proceso de distribución pueden revisarse a través de sus principales indicadores. Los avances de esos indicadores, con respecto a las metas programadas, se presentan a continuación:

Fuente: Subdirección de Distribución, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

\* Considera las 16 divisiones de distribución.

\*\* Los créditos son unidades de medida equivalentes a horas - hombre.

# EFICIENCIA DEL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN

## Reducción del Tiempo de Interrupción por Usuario

Una de las mejoras en la calidad del servicio que la CFE brinda es la reducción en el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) sin eventos. A nivel nacional, en 2015, cada usuario se quedaba en promedio 36.79 minutos sin servicio eléctrico, mientras que en 2016 se logró reducir este indicador a 31.7 minutos, es decir, disminuyó 14 por ciento.

En este sentido, destaca la zona del Valle de México, cuyos usuarios sufrían interrupciones que sumaban 440 minutos en promedio anuales. Esta situación es particular de 2010, cuando se comenzó a generar información completa y estandarizada, luego de que la CFE tomará la operación de la red eléctrica en 2009, por la extinción de la compañía Luz y Fuerza del Centro. En contraste, en 2016, el TIU sin eventos en esta zona fue de 37 minutos, disminuyendo en 92 por ciento.

Las estrategias principales de la CFE para reducir el Tiempo de Interrupción por Usuario sin eventos son:

- Instalación de equipo de protección y seccionamiento en redes de media tensión.
- Poda de árboles en la red de media tensión.
- Sustitución de aislamiento y apartarrayos en circuitos de media tensión.
- Retiro oportuno de equipos y materiales por el fin de vida útil.
- División de circuitos mediante la instalación de nuevos alimentadores en las subestaciones de distribución.



PERDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN	ENERGÍA PERDIDA GWH			PORCENTAJE DE PERDIDAS			VARIACIONES (PUNTOS PORCENTUALES)	
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	DE 2014 A 2015	2015 A 2016
CENTRO OCCIDENTE	664	670	641	5.85%	5.97%	5.59%	0.12	-0.38
BAJA CALIFORNIA	1,069	1,054	1,010	7.28%	6.91%	6.41%	-0.37	-0.50
GOLFO CENTRO	893	959	1,020	7.04%	7.09%	7.32%	0.05	0.23
PENINSULAR	1,224	1,458	1,317	11.71%	12.69%	11.01%	0.98	-1.68
CENTRO SUR	1,863	1,738	1,561	17.38%	15.80%	13.86%	-1.58	-1.94
CENTRO ORIENTE	1,726	1,678	1,669	10.23%	10.05%	9.54%	-0.18	-0.51
SURESTE	2,059	2,230	2,064	17.36%	17.97%	16.15%	0.61	-1.82
VALLE DE MÉXICO CENTRO	2,621	2,321	2,126	20.06%	17.90%	16.53%	-2.16	-1.37
NOROESTE	2,214	2,044	2,144	10.87%	9.80%	9.56%	-1.07	-0.24
ORIENTE	2,217	2,256	2,231	13.87%	13.45%	13.37%	-0.42	-0.08
JALISCO	2,521	2,427	2,392	15.35%	14.11%	13.42%	-1.24	-0.69
NORTE	2,606	2,420	2,422	11.64%	10.49%	10.08%	-1.15	-0.41
BAJÍO	2,893	2,733	2,699	10.25%	9.40%	8.79%	-0.85	-0.61
VALLE DE MÉXICO SUR	4,154	3,986	3,859	25.33%	24.30%	23.70%	-1.03	-0.60
VALLE DE MÉXICO NORTE	4,403	4,157	4,064	22.78%	21.67%	20.98%	-1.11	-0.69
GOLFO NORTE	4,057	4,243	4,311	10.26%	10.37%	10.02%	0.11	-0.35
<b>TOTAL NACIONAL</b>	<b>37,186</b>	<b>36,374</b>	<b>35,532</b>	<b>13.85%</b>	<b>13.11%</b>	<b>12.36%</b>	<b>-0.74</b>	<b>-0.75</b>

Fuente: Subdirección de Distribución Sistema de Balance Diciembre 2016

# PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Los indicadores de pérdidas de energía miden la electricidad que se pierde en referencia a la electricidad que se recibe. El proceso de distribución mantiene en observación cuatro indicadores de pérdidas entre sus seguimientos operativos más relevantes. Mide las pérdidas totales y las de distribución, tanto en porcentajes como en volúmenes. El porcentaje total de pérdidas mejoró más de 5 por ciento, debido principalmente a la recuperación de 3,496 GWh de energía por ajustes a la facturación, recuperación que se intensificó con la detección y eliminación de usos ilícitos de energía y fallas de medición. Además, se aseguró la medición de más de 3.21 millones de usuarios. Las pérdidas de energía representan uno de los principales retos de la CFE por su alto valor económico y por ser uno de los indicadores de la competitividad de la empresa.

Como se observa en la gráfica, el índice de pérdidas en distribución mostró en 2010 un incremento de 3.64 puntos porcentuales equivalentes a 15,510 GWh, lo que representa un aumento de 29 por ciento en ese año. Dicho incremento corresponde al período en el que la CFE comenzó a operar la zona del Valle de México en octubre de 2009. A partir del 2011, la Comisión Federal de Electricidad ha disminuido el porcentaje de pérdidas de energía.

En 2016 las pérdidas totales de energía en distribución a nivel nacional fueron de 12.36 por ciento. Al ser comparadas con las pérdidas de 2015, que fueron de 13.11 por ciento, se observa una disminución de 0.75 puntos porcentuales (una mejoría de más de 5 por ciento) respecto a 2015. En concordancia, el volumen de energía perdida fue inferior en -2.3 por ciento al de 2015.

El menor desempeño de los indicadores de volumen de energía pérdida total y de distribución se explica por factores como el incremento de la energía recibida por el proceso, que fue 3.6 por ciento, superior a la de 2015. Cabe resaltar el alto nivel de exigencia de la meta, que implicaba una disminución de 7.7 por ciento en el volumen de energía perdida en un año.

A nivel regional, 15 de las 16 divisiones de distribución disminuyeron sus índices de pérdidas. Las divisiones con mayor índice de pérdidas en el 2016 fueron Valle de México Sur (23.70 por ciento), Valle de México Norte (20.98 por ciento) y Valle de México Centro (16.53 por ciento). De 2015 a 2016, las pérdidas no técnicas disminuyeron 0.6 puntos porcentuales. Esto se debe principalmente a la implementación de programas especiales para la reducción de ilícitos y de ajustes a la facturación por revisión pruebas y aseguramiento de los sistemas de medición.

Pérdidas técnicas y no técnicas (2015-2016)								
DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN	2015				2016			
	PÉRDIDAS TÉCNICAS		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS		PÉRDIDAS TÉCNICAS		PÉRDIDAS NO TÉCNICAS	
	GWH	%	GWH	%	GWH	%	GWH	%
CENTRO OCCIDENTE	534	4.78	133	1.19	529	4.61	112	0.98
GOLFO CENTRO	742	5.49	216	1.6	716	5.13	304	2.18
BAJA CALIFORNIA	613	4.02	441	2.89	665	4.22	344	2.19
BAJÍO	1,935	6.65	798	2.74	1,894	6.17	805	2.62
NORTE	1,217	5.27	1,204	5.22	1,242	5.17	1,180	4.91
CENTRO ORIENTE	773	4.63	904	5.42	773	4.42	896	5.12
NOROESTE	1,120	5.37	924	4.43	1,107	4.93	1,037	4.62
ORIENTE	1,084	6.46	1,172	6.99	1,186	7.11	1,045	6.26
PENINSULAR	615	5.35	843	7.34	742	6.20	576	4.81
SURESTE	1,305	10.52	925	7.45	1,307	10.23	757	5.92
GOLFO NORTE	1,415	3.46	2,828	6.91	1,594	3.71	2,716	6.31
JALISCO	975	5.66	1,453	8.44	985	5.53	1,407	7.90
CENTRO SUR	637	5.81	1,097	10.01	650	5.78	910	8.08
VALLE DE MÉXICO CENTRO	873	6.73	1,505	11.17	834	6.49	1,291	10.04
VALLE DE MÉXICO NORTE	1,677	8.74	2,521	12.93	1,616	8.35	2,448	12.64
VALLE DE MÉXICO SUR	994	6.06	2,977	18.24	965	5.93	2,894	17.78
<b>Total Nacional</b>	<b>16,509</b>	<b>5.95</b>	<b>19,943</b>	<b>7.16</b>	<b>16,806</b>	<b>5.85</b>	<b>18,725</b>	<b>6.51</b>

Fuente: Subdirección de Distribución Sistema de Balance Diciembre 2016

## Otras variaciones relevantes en los indicadores de distribución

- La construcción de líneas de media tensión en 2016 fue 43 por ciento inferior a la realizada en 2015, debido a que desde el principio del ejercicio se planeó un menor requerimiento de obras de este tipo. Al contrastar con la meta del año, la variación fue sólo 6 por ciento inferior. Las causas principales de este decremento fueron un menor ritmo de otorgamiento de permisos para cruzar autopistas para las obras en la División Norte y la necesidad de avanzar con menor rapidez para atender a comunidades ubicadas en el trazo de obras, en las divisiones Centro Oriente y Peninsular.
- Del mismo modo que el indicador anterior, el incremento de la capacidad instalada de distribución fue 95 por ciento inferior al de 2015, en función de que así se planeó para 2016. En el año de reporte de este informe, el indicador cumplió completamente su meta.

- Las obras de modernización del Corredor Reforma fueron 66 por ciento menores a las de 2015, debido al calendario de trabajos para 2016. Con respecto a la meta del año, el retraso alcanzó 28 por ciento por la necesidad de detener labores para dar cabida a manifestaciones de grupos que confluyen hacia la zona. Para reprogramar las obras, se mantiene estrecha comunicación con los clientes involucrados, las asociaciones de comerciantes, los representantes vecinales y las autoridades de la Ciudad de México y de la delegación Cuauhtémoc.

- La atención a estimaciones de medición fue 10 por ciento menor a la registrada en 2015, debido a que los avances de años previos y del propio ejercicio hacía prever una disminución de ese servicio. Al comparar el indicador contra su meta del año, se observa una mejoría de 10.4 por ciento.

# Comercialización de energía eléctrica

En 2016, las ventas de energía eléctrica, en términos de volúmenes de energía, fueron superiores a las de 2015, con un incremento de 2.8 por ciento, equivalente a 5.8 GWh.

## Ventas mensuales y variación mensual de ventas en GWh

MES	2014	2015	2016	VARIACIONES (%)	
				2014 A 2015	2015 A 2016
ENE	15,527	15,733	15,719	1.3	-0.1
FEB	15,293	15,446	15,903	1.0	3.0
MAR	16,460	16,671	16,541	1.3	-0.8
ABR	16,768	16,907	17,723	0.8	4.8
MAY	17,896	17,879	18,874	-0.1	5.6
JUN	18,385	18,534	19,648	0.8	6.0
JUL	19,009	19,096	20,195	0.5	5.8
AGO	19,463	20,027	20,368	2.9	1.7
SEP	18,795	19,738	19,747	5.0	0.0
OCT	18,315	19,048	19,232	4.0	1.0
NOV	16,613	17,259	17,757	3.9	2.9
DIC	15,491	15,862	16,365	2.4	3.2
TOTALES	208,015	212,201	218,072	2.0	2.8

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

El sector con mayor incremento fue el agrícola, seguido por el doméstico, el comercial y el de mediana industria. Los que descendieron fueron gran industria y servicios públicos.

## Ventas anuales de electricidad por sector

SECTOR	UNIDAD	2014	2015	2016	VARIACIONES (%)	
					DE 2014 A 2015	2015 A 2016
MEDIANA INDUSTRIA	GWH	78,226	81,188	83,504	3.79	2.85
DOMÉSTICO	GWH	53,914	55,986	58,368	3.84	4.25
GRAN INDUSTRIA	GWH	42,904	41,188	40,881	-4.00	-0.75
COMERCIAL	GWH	13,960	14,810	15,348	6.09	3.63
AGRÍCOLA	GWH	10,028	10,059	11,328	0.31	12.62
SERVICIOS PÚBLICOS	GWH	8,984	8,969	8,643	-0.17	-3.63

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

## INGRESOS POR VENTAS DE ELECTRICIDAD

# 298,363

MDP fueron los ingresos por ventas.

Los ingresos por ventas de electricidad en el 2016 fueron por 298,363 millones de pesos, el precio medio de la energía eléctrica incrementó al pasar de un promedio anual de 1.35 pesos por kWh en el 2015 a 1.37 pesos por kWh en 2016.

A diferencia de 2015, donde hubo reducción en los cargos de las tarifas eléctricas, en el 2016 el costo se vio afectado por el incremento de los precios de los combustibles que son utilizados para generar la energía eléctrica.

# 40.7

de usuarios atendió la CFE.

## CRECIMIENTO DE USUARIOS

El número de usuarios al cierre de 2016 se ubicó en 40.7 millones. La cifra representa un incremento anual de 2.9 por ciento con relación a diciembre de 2015, esto significa un aumento de 1.17 millones de clientes anuales.

## Clientes anuales de electricidad por sector

SECTOR	UNIDAD	2014	2015	2016	VARIACIONES (%)		% APORTACIÓN DEL INCREMENTO 2016
					2014 A 2015	2015 A 2016	
MEDIANA INDUSTRIA	CLIENTES	295,843	310,404	324,921	4.92	4.68	1.2
DOMÉSTICO	CLIENTES	34,044,860	35,076,603	36,113,943	3.03	2.96	89.0
GRAN INDUSTRIA	CLIENTES	971	1,000	1,037	2.99	3.70	0.0
COMERCIAL	CLIENTES	3,767,738	3,881,213	3,988,320	3.01	2.76	9.2
AGRÍCOLA	CLIENTES	127,657	127,603	128,565	-0.04	0.75	0.1
SERVICIOS PÚBLICOS	CLIENTES	196,706	203,807	209,387	3.61	2.74	0.5

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

## USUARIOS POR ENTIDAD

Las entidades federativas con mayor cantidad de usuarios son: Estado de México, Ciudad de México, Jalisco, Veracruz y Puebla. En estos cinco estados se concentra 37.8 por ciento del total de los usuarios del país.

## Cinco entidades con mayor cantidad de clientes

ENTIDAD FEDERATIVA	2016	% IMPACTO
ESTADO DE MÉXICO	4,658,583	11.4
CIUDAD DE MÉXICO	3,109,392	7.6
JALISCO	2,846,912	7.0
VERACRUZ DE IGNACIO DE LA LLAVE	2,734,850	6.7
PUEBLA	2,056,132	5.0
TOTAL	15,405,869	37.8

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

## 15 entidades con mayor crecimiento de clientes

ENTIDAD FEDERATIVA	2016	CRECIMIENTO ANUAL %
QUINTANA ROO	642,191	7.7
ESTADO DE MÉXICO	4,658,583	5.0
QUERÉTARO	758,021	4.9
GUERRERO	1,144,194	4.2
MORELOS	759,900	3.7
COAHUILA DE ZARAGOZA	991,942	3.6
NUEVO LEÓN	1,848,549	3.4
CAMPECHE	306,167	3.3
OAXACA	1,407,299	3.2
BAJA CALIFORNIA	1,254,084	3.1
YUCATÁN	787,559	3.1
DURANGO	539,271	3.1
BAJA CALIFORNIA SUR	283,234	3.0
MICHOACÁN DE OCAMPO	1,768,934	2.9
PUEBLA	2,056,132	2.9

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

+5%

Sobresale el Estado de México con una aportación de 11.4 por ciento al total nacional y un crecimiento de 5.0 por ciento con relación a 2015.

3%

fue el incremento promedio por estado.

8.71%

disminución de lecturas negativas.

## INDICADORES RELEVANTES

Las actividades operativas del proceso de comercialización pueden revisarse a través de sus principales indicadores. Los avances de esos rubros, con respecto a las metas programadas, se presentan a continuación:

### Indicadores del proceso de comercialización 2015 - 2016

INDICADOR	UNIDAD	2015	2016	VAR %
VOLUMEN DE ENERGÍA SUMINISTRADA (VENTAS DE ENERGÍA)	GIWH	212,201	218,072	2.8%
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	MILLONES DE PESOS	286,733	298,363	1.5%
OPORTUNIDAD DE LA COBRANZA	PORCENTAJE	83.33	83.58	0.3%
CALIDAD DE LA FACTURACIÓN	PORCENTAJE	96.94	97.38	0.5%
ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD DE FACTURACION	%	98.30	98.37	0.1%
ÍNDICE DE COBRANZA	PORCENTAJE	99.52	98.79	-0.7%
CLIENTES ATENDIDOS	NÚMERO	39,600,630	40,766,173	2.9%
SATISFACCIÓN AL CLIENTE	PORCENTAJE	89.54	91.73	2.4%
INCONFORMIDADES POR CADA MIL USUARIOS *	NÚMERO	3.7	3.27	-11.6%
COMPROMISO DE SERVICIO (COMSER)	PORCENTAJE	97.5	97.58	0.1%
CARTERA VENCIDA	MDP	43,320.00	38638	-10.8%

Fuente: Dirección de Operación. Para ingresos por ventas, la fuente son los estados financieros anuales 2016, Dirección de Finanzas. / \* Se refiere a inconformidades procedentes y no procedentes

### Volumen de energía suministrada (ventas de energía)

Es la energía facturada a los usuarios del servicio, expresada en volumen de electricidad. El incremento de 2.8 por ciento en 2016 se explica, principalmente, por el incremento en las ventas de los sectores industriales, comerciales y domésticos. El indicador superó su meta anual.

### Oportunidad de la cobranza

El incremento de 0.3 por ciento en este indicador se debe, principalmente, a las estrategias implementadas para la recuperación, de las cuales se mencionan las más destacadas: 1) entrega oportuna del aviso recibo, 2) corte preventivo al vencimiento y 3) promoción de la modalidad de pago programado. El resultado fue 1.7 puntos porcentuales menor que la meta del periodo.

### Calidad de la facturación

El propósito del indicador es determinar el porcentaje de avisos de recibo emitidos sin efectos, tales como cancelaciones, estimaciones, consumos cero, lecturas negativas y servicios directos. Con ello, se busca lograr un incremento en el número de facturas emitidas correctamente, que permitan mejorar la satisfacción del cliente. El incremento de 0.5 por ciento en el resultado de 2016 se explica, en su mayoría, por la disminución de facturaciones estimadas, las cuales descendieron 9.6 por ciento, y a las lecturas negativas que disminuyeron 8.71 por ciento debido a las mejoras en el proceso y atención de las anomalías reportadas durante el proceso de toma de lecturas.

### Índice de cobranza

Es el indicador que representa la cobranza recuperada como porcentaje de la electricidad facturada (productos). La disminución de 0.7 por ciento con respecto al año anterior se debe a mayor tiempo de cobro ante incrementos en tarifas industriales y comerciales.

### Satisfacción al cliente

El objetivo de este indicador es conocer el nivel de satisfacción de los clientes con relación al servicio brindado, mediante una encuesta sobre alguno de los servicios más representativos de la empresa. La mejora de 2.19 puntos porcentuales (2.4 por ciento) en el nivel de satisfacción contra el año anterior se debe, principalmente, al cumplimiento de los planes operativos en las zonas de distribución y a la mejora en los procesos de facturación y atención a clientes.

### Inconformidades por cada mil usuarios

El objetivo de este indicador es conocer el número de inconformidades que se presentan por cada mil usuarios por deficiencias en la realización de las actividades de los procesos de distribución, comercial y medición. Una inconformidad es toda aquella manifestación de insatisfacción de los clientes del servicio de energía eléctrica, cuya atención amerite la elaboración de una orden de atención. La reducción de inconformidades representa una mejoría de 11.6 por ciento, gracias al incremento de capacitación al personal de campo y de atención a clientes. El indicador superó su meta anual de 3.46.

### Compromisos de servicio

El objetivo de este indicador es evaluar los procesos de distribución, medición y comercialización, con base en parámetros de desempeño sobre los servicios más representativos que se ofrecen a los clientes de la CFE. Representa el grado de cumplimiento de las especificaciones mínimas de la calidad del servicio que el cliente debe esperar. La mejoría del indicador en 2016 fue marginal y se mantiene dentro de un rango de alto cumplimiento.

2.4%

mejora el nivel de satisfacción.

11.6%

en reducción de inconformidades.

# CARTERA VENCIDA

La cartera vencida comercial de la CFE son los pagos pendientes a su favor que han caído en mora y que han superado 30 días de su vencimiento. La cartera vencida se integra por rezago de pagos, adeudos documentados y adeudos incobrables.

Al 31 de diciembre de 2016, se registró una cartera vencida nacional por 38,638 millones de pesos. El importe significó una disminución de 4,682 millones de pesos, 10.81 por ciento menos que en diciembre de 2015.

Por divisiones y sectores, la cartera vencida se distribuye de la siguiente manera:

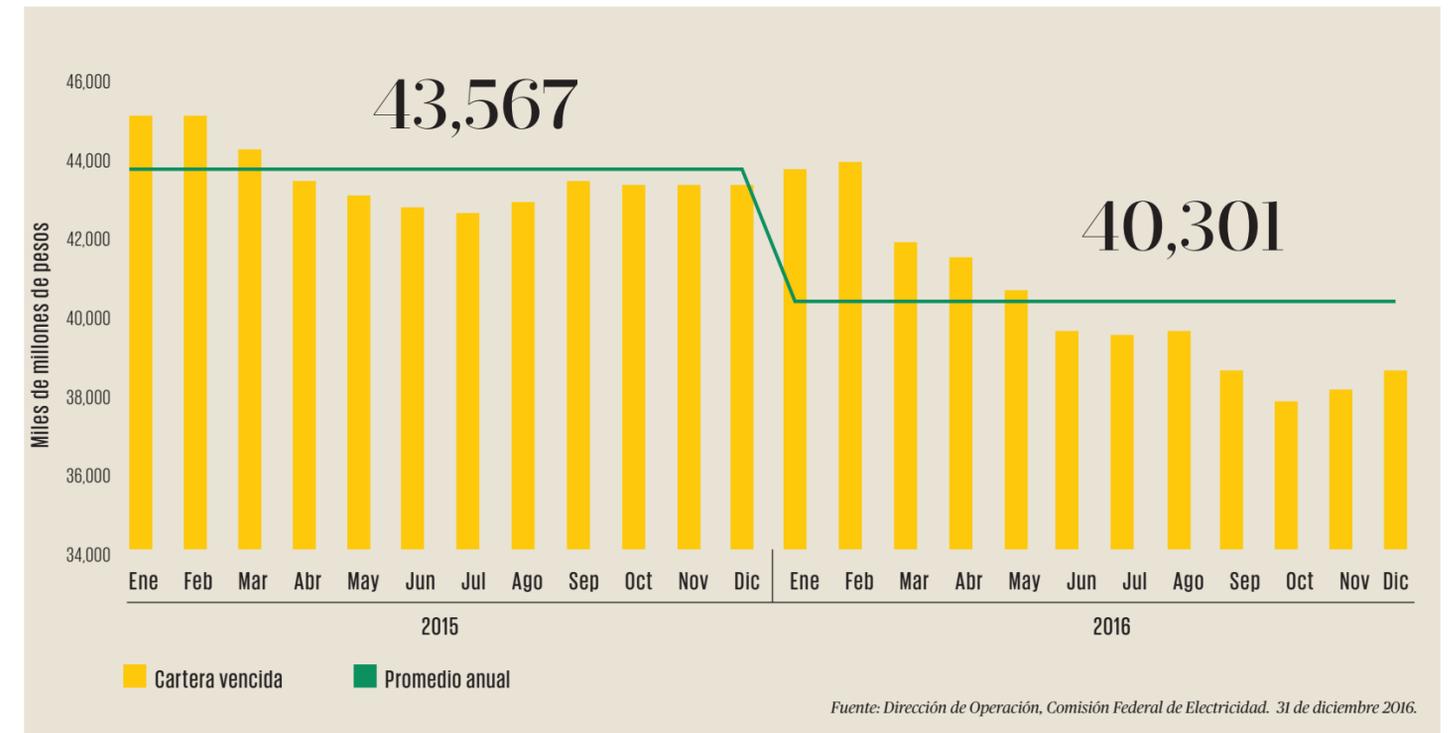
Cartera vencida de la CFE por divisiones y sectores									
DIVISIONES	PÚBLICO	FEDERAL	ESTATAL	MUNICIPAL	PARAESTATAL	CONVENIOS	INCOBRABLES	TOTAL	PARTICIPACIÓN EN TOTAL
SURESTE	8,200	2	36	597	4	1,666	77	10,583	27%
VALLE DE MÉXICO SUR	5,126	11	43	853	18	486	310	6,847	18%
VALLE DE MÉXICO NORTE	5,393	4	6	501	1	301	112	6,317	16%
VALLE DE MÉXICO CENTRO	3,397	11	31	971	4	263	91	4,767	12%
NORTE	1,043	1	0	28	0	1,205	205	2,482	6%
BAJÍO	1,970	0	1	1	0	168	123	2,263	6%
CENTRO ORIENTE	1,084	0	4	128	0	167	105	1,488	4%
ORIENTE	708	1	3	72	1	179	74	1,038	3%
CENTRO SUR	399	1	2	123	1	180	58	764	2%
NOROESTE	546	1	1	13	0	55	110	726	2%
GOLFO NORTE	121	0	1	5	0	150	161	439	1%
JALISCO	113	0	1	54	4	165	50	387	1%
BAJA CALIFORNIA	85	0	3	63	0	81	38	269	1%
PENINSULAR	93	0	1	5	0	37	25	161	0%
CENTRO OCCIDENTE	65	0	-	0	0	9	8	82	0%

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. Fecha: 31 de diciembre 2016.

En las primeras seis divisiones se concentra 87 por ciento de la deuda. Los principales componentes de los adeudos son:

- División Sureste (27%): adeudos por grupos que se han declarado en resistencia al pago de electricidad.
- Divisiones Norte (6%) y Bajío (6%): adeudos acumulados de productores agrícolas de los estados de Chihuahua, Durango, Coahuila, Guanajuato y Zacatecas.
- Divisiones del Valle de México (46%): adeudos con la extinta Luz y Fuerza del Centro, organismo que suministraba el servicio eléctrico.

**El saldo promedio mensual de la cartera vencida en 2016 fue de 40,301 millones de pesos, esto es 7.5 por ciento menor que el promedio de 2015 el cual fue de más de 43,567 millones de pesos.**



En 2016, de las 16 divisiones de distribución, 11 redujeron su cartera vencida, resaltando las disminuciones de las divisiones Sureste (-27.3 por ciento), Jalisco (-12.7 por ciento) y Golfo Centro (-12.4 por ciento)

# CANALES DE ATENCIÓN

Para seguir atendiendo al creciente número de usuarios han sido mejorados los canales de atención. Al cierre de 2016, existían 1,241 oficinas que incluían centros de atención, módulos, centros virtuales y centros móviles.

Las herramientas tecnológicas permitieron acciones de mejora como:

- El direccionamiento de cobranza en centros de atención hacia cajeros CFEMático.
- Habilitación de 54 CFEautos para su operación 24 horas.
- Conversión de centros de atención a la modalidad de atención automatizada, específicamente con CFEMáticos y ventanillas virtuales de 24 horas.
- La operación de 104 centros virtuales en 2016, con apoyo de 14 centros de atención telefónica.

Oficinas de atención al cliente			
OFICINAS DE ATENCIÓN AL CLIENTE	2014	2015	2016
CENTROS DE ATENCIÓN	1,016	966	713
MÓDULOS / ISLAS	423	415	415
CENTROS VIRTUALES	104	104	104
MÓVILES	9	9	9
TOTAL DE OFICINAS	1,552	1,494	1,241

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

Los equipos llamados CFEmático, que son cajeros automáticos dedicados a la recepción de pagos de los recibos de energía eléctrica, fueron mejorados en su productividad. En 2014, el rendimiento era de 84 operaciones por equipo, en 2015 aumentó a 97 operaciones por equipo y en 2016 se lograron 115 operaciones por equipo.

CFEmáticos			
CFEMÁTICOS	2014	2015	2016
CFEMÁTICOS LOBBY*	3,001	2,898	2,863
CFEMÁTICOS AUTO	287	288	288
TOTAL DE OFICINAS	3,288	3,186	3,151

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.  
\* Los CFEmáticos tipo Lobby redujeron su número por sustitución de equipos obsoletos y mejora de productividad.

El énfasis en medios tecnológicos ha mantenido el número de ventanillas de atención personal constante entre 2015 y 2016.

Atención en ventanilla			
ATENCIÓN EN VENTANILLA	2014	2015	2016
VENTANILLAS ELECTRÓNICAS	231	231	231
VENTANILLAS PERSONALIZADAS	2,028	2,028	2,089
TOTAL DE OFICINAS	2,259	2,259	2,320

Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. 31 de diciembre 2016.

## CONVENIO PARA LA ATENCIÓN DE CLIENTES

El 8 de septiembre de 2014, la CFE estableció un convenio de atención a clientes con la Procuraduría Federal del Consumidor (Profeco) y con el Fideicomiso para el Ahorro de Energía (Fide). A diciembre de 2016, se obtuvieron los siguientes resultados:

- Del 22 de octubre del 2014 al 31 de diciembre del 2016 se han realizado 407 visitas tripartitas a usuarios con quejas ante la Profeco.
- El 71 por ciento de las vistas tripartitas realizadas se han concentrado en las divisiones que conforman el Valle de México, la división Norte y la Centro Sur.

Como resultado de la estrategia implementada, en 2016 el número de quejas de usuarios de la CFE ante la Profeco disminuyó en 7 mil 250, es decir un 25 por ciento menos, con respecto a las presentadas en 2015.

Considerando que la CFE tuvo más de 40.7 millones de clientes en 2016, la proporción de las quejas en 2016 ante Profeco fue de 5 quejas por cada 10 mil clientes. El 68 por ciento de éstas se concentran en la zona centro del país (Divisiones Valle de México, Centro Oriente, Bajío, Jalisco y Centro Occidente), anteriormente atendida por otra empresa de electricidad.

## TARIFAS DE ELECTRICIDAD

La Comisión Federal de Electricidad no determina las tarifas de la electricidad que comercializa entre los usuarios finales de energía.

La Ley de Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 138, establece que corresponde a la Comisión Reguladora de Energía expedir las metodologías para el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para los servicios de transmisión, distribución y suministro básico. Las primeras dos han sido emitidas por el organismo y la tercera se encuentra en proceso.

El Transitorio Vigésimo Primero de la Ley de Industria Eléctrica fija criterios a seguir en el periodo de transición hacia las nuevas tarifas contempla que, en tanto se otorguen las disposiciones reglamentarias y administrativas, se continuará aplicando las expedidas con anterioridad a dicha ley.

Por lo tanto, durante 2016, la CFE continuó aplicando las tarifas que determinó la Secretaría de Hacienda y Crédito Público. (Una exposición a detalle de los acuerdos y ajustes vigentes en 2016 se encuentra en el anexo Fundamento legal de las tarifas eléctricas aplicadas por la CFE).

De tal modo que en enero de 2016, por disposición oficial, las tarifas domésticas (excepto la de alto consumo) se redujeron 2.0 por ciento respecto a diciembre de 2015. Estas tarifas permanecieron fijas durante todo el año.

En dicho periodo, las tarifas de uso general en alta, media y baja tensión, la Doméstica de Alto Consumo (DAC), las tarifas de respaldo y las interrumpibles continuaron sujetas a los ajustes por variaciones de los precios de los combustibles y por la inflación nacional.

Como resultado de los ajustes, en 2016 las tarifas de uso general en alta tensión disminuyeron 0.1 por ciento, mientras las de media tensión y de baja tensión crecieron 1.8 por ciento y 4.9 por ciento, respectivamente. Debido al factor de ajuste por precios de los combustibles, la reducción fue de 3.4 por ciento, pero por el factor la inflación, el crecimiento fue de 7.8 por ciento.

Durante 2016, las tarifas para servicios de alumbrado público y bombeo municipal se ajustaron con un factor mensual acumulable de 1.00483 (6.0 por ciento anualizado).

Las tarifas de estímulo para bombeo agrícola se ajustan anualmente. En 2016, el cargo por energía consumida de la tarifa 9CU se incrementó dos centavos para alcanzar un valor de 56 centavos por kilowatt-hora, mientras el cargo por la energía consumida en el periodo nocturno de la tarifa 9N se vendió en 28 centavos por kilowatt-hora. Las tarifas 9 y 9M del sector agrícola se ajustaron con un factor mensual de 1.02.

### Evolución de los precios medios durante 2016

La aplicación de las medidas tarifarias tuvo su efecto en el comportamiento del precio medio global, al cual la CFE suministró la energía durante 2016, mismo que creció 1 por ciento respecto a 2015, al pasar de 1.39 a 1.40 pesos por kilowatt-hora. El comportamiento de los precios medios por grupo tarifario, así como su tasa de crecimiento se presenta a continuación:

Precios medios por grupo tarifario			
PESOS POR KILOWATT-HORA			
	2015	2016	VARIACIÓN
DOMÉSTICA BAJO CONSUMO	1.08	1.07	-1.2%
DOMÉSTICA ALTO CONSUMO (DAC)	3.41	3.44	0.9%
COMERCIAL BAJA TENSIÓN	2.79	2.86	2.5%
ALUMBRADO PÚBLICO	2.95	3.13	6.0%
BOMBEO DE AGUAS MUNICIPALES	1.89	2.01	6.6%
BOMBEO AGRÍCOLA	0.55	0.58	5.1%
INDUSTRIAL MEDIA TENSIÓN	1.41	1.43	1.4%
INDUSTRIAL ALTA TENSIÓN	1.06	1.06	0.1%
PRECIO MEDIO GLOBAL	1.39	1.40	1.0%



La evolución del precio medio global en los últimos años muestra una reducción significativa en 2015, determinada por la caída de los precios de los energéticos en los mercados internacionales. A continuación, en 2016, el precio tuvo una ligera recuperación, pero todavía muy por debajo de los niveles de 2011 a 2014.

# Obras de electrificación

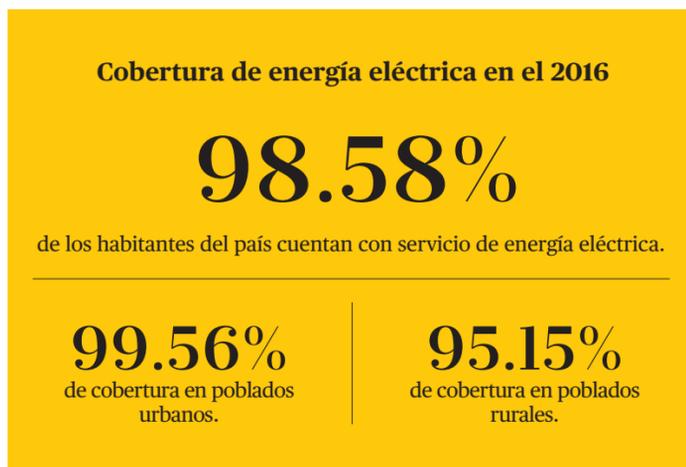
La cobertura del servicio de energía eléctrica en el país pasó de 98.53 por ciento en 2015 a 98.58 por ciento en 2016. En términos poblacionales, la cifra de habitantes que cuentan con el servicio se estima en más de 124 millones de usuarios. El grado de electrificación se especializa entre poblados urbanos, con un 99.56 por ciento, y poblados rurales, con 95.15 por ciento, ambas cifras al cierre de 2016.

## OBRAS DE ELECTRIFICACIÓN EN LA CRUZADA NACIONAL CONTRA EL HAMBRE

La participación de la CFE en la Cruzada Nacional Contra el Hambre (CNCH) está inscrita en el concepto de servicios básicos para la vivienda. En 2016 se llevaron a cabo 2,202 obras de electrificación en 385 municipios de 27 entidades federativas. La inversión ejercida fue de 1,209.14 millones de pesos, convenida con dependencias federales, gobiernos estatales y municipales.

El resultado fue la electrificación de 52,762 viviendas, en beneficio de más de 242,665 habitantes.

Como resultado de la combinación de recursos institucionales, en 2016, la CFE formalizó 165 convenios de electrificación con inversiones por 1,284.89 millones de pesos, en colaboración con la CDI, los gobiernos de del estado y los gobiernos municipales. La CFE aportó 412.46 millones de pesos (alrededor de 32 por ciento del monto total). Con esta inversión se realizaron 2,222 obras de electrificación, en beneficio de más de 246,700 habitantes de 27 entidades federativas.



## OBRAS DE ELECTRIFICACIÓN EN ZONAS DE POBLACIÓN INDÍGENA

En 2016 se realizaron 490 obras en 152 municipios correspondientes a los estados de Campeche, Chihuahua, Durango, Estado de México, Guanajuato, Guerrero, Jalisco, Michoacán, Morelos, Oaxaca, Puebla, Querétaro, Quintana Roo, San Luis Potosí y Veracruz. Las obras de servicio de energía eléctrica beneficiaron a 80,020 indígenas, con una inversión de 554.56 millones de pesos, aportando la CFE 30 por ciento, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI) 55 por ciento, los gobiernos de los estados 13 por ciento y los gobiernos municipales 2 por ciento.

**80,020**  
indígenas de 152 municipios se beneficiaron con las obras de servicio de energía eléctrica.

### Obras de electrificación por entidad federativa (2015-2016)

ENTIDAD FEDERATIVA	NÚMERO DE OBRAS		HABITANTES BENEFICIADOS	
	2015	2016	2015	2016
Aguascalientes	0	169	0	9,090
Baja California	103	51	22,574	8,935
Baja California Sur	13	21	1,222	1,643
Campeche	55	51	18,450	4,200
Chiapas	33		8,240	
Chihuahua	63	41	9,192	3,910
Coahuila	1	14	212	1,588
Colima	23	21	208	1,387
Ciudad de México	25	10	7,196	1,530
Durango	43	52	4,517	6,192
Estado de México	652	372	151,855	50,485
Guanajuato	182	303	15,475	29,180
Guerrero	98	24	8,825	1,712
Hidalgo	303	118	47,989	11,830
Jalisco	18	15	1,605	976
Michoacán	287	245	8,790	5,660
Morelos	36	13	17,129	3,066
Nayarit	7	14	1,189	908
Nuevo León	19		5,250	
Oaxaca	161	66	21,150	32,903
Puebla	385	309	41,177	33,407
Querétaro	100	37	7,820	3,118
Quintana Roo	38	18	35,485	3,351
San Luis Potosí	35	45	2,351	13,064
Sinaloa	1		310	
Sonora	0	14	0	3,524
Tabasco	31		4,430	
Tamaulipas	1	10	50	1,985
Tlaxcala	29	25	2,354	1,773
Veracruz	52	30	15,183	4,404
Zacatecas	0	134	0	6,910
<b>Total</b>	<b>2,794</b>	<b>2,222</b>	<b>460,228</b>	<b>246,731</b>

Fuente: Divisiones de Distribución, ACOE y Unidad de Electrificación.

## OBRAS DE ELECTRIFICACIÓN EN ESCUELAS

Desde julio de 2014, la CFE participa en el Convenio de Colaboración para la Electrificación y Conectividad de Centros Educativos Públicos. Se trata de un programa tripartita firmado con la Secretaría de Educación Pública (SEP) y la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT). A diciembre de 2016, la CFE ha electrificado 3,977 centros educativos de la Secretaría de Educación Pública (SEP) y 4,208 del Consejo Nacional de Fomento Educativo (Conafe), ubicados en 31 entidades del país.

A diciembre de 2016, la CFE ha electrificado

**3,977**  
centros educativos de la SEP y

**4,208**  
del Conafe.

# Proveeduría de insumos primarios

## CFE INTERNATIONAL Y CFENERGÍA

A partir de la reforma energética, la Comisión Federal de Electricidad puede participar activamente en el negocio de la comercialización de gas natural y otros combustibles como parte integral de su responsabilidad en el sector eléctrico. La creciente participación de las importaciones de combustibles del país, aunada a la liberación de los mercados de combustibles, aconsejan que la CFE se dote de los instrumentos comerciales para llevar a cabo por sí misma estas actividades de suministros.

El valor de los combustibles representa alrededor de 75 por ciento de los costos de generación de la CFE. Adicionalmente, el valor presente neto de un contrato de gas a 20 años puede representar tres o cuatro veces el costo de capital de una planta de ciclo combinado. Esto significa que ineficiencias o errores en la adquisición de combustibles pueden resultar en costos mucho mayores que cualquier sobrecosto en la construcción de plantas térmicas de generación, sin mencionar el riesgo de interrupción del suministro.

Antes de la reforma energética de 2013, la CFE no participaba de manera activa en los mercados de combustibles, sino que actuaba exclusivamente como consumidor final a puerta de planta: dependía de prácticamente un solo proveedor con el que competía por la molécula, ubicándose como último eslabón en la cadena de suministro. Para tratar de mitigar estos riesgos, la CFE podía incluir penalizaciones importantes en sus contratos, pero esta práctica incrementa el costo de suministro y puede generar oportunidades de arbitraje para los suministradores (pagar la penalización y llevarse el combustible a mercados más atractivos), lo que reduce el número de contrapartes al no ser un contrato estándar.

El calendario de implementación de la reforma energética prevé para 2017 y 2018 la liberalización del mercado de los distintos tipos de combustibles (gas natural, hidrocarburos líquidos).

<sup>1</sup> Los compromisos establecidos en la Ley General de Cambio Climático incluyen la reducción del 30% de las emisiones en 2020 y 50% en 2050, con 2000 como año base (artículo segundo transitorio). Los Compromisos con la Agenda 21 en 2015 incluyen para el periodo 2020-2030 una reducción de "22% en las emisiones de bióxido de carbono, metano, óxido nitroso y gases fluorocarbonados, con respecto a la línea base o el crecimiento tendencial de las actividades productivas,

En este contexto, es necesario que la CFE desarrolle su propia función de suministro en un contexto de mercado nacional abierto.

Aún con el inicio del mercado eléctrico mayorista y su separación en varias empresas, la CFE en su conjunto seguirá siendo la principal compañía

*La CFE en su conjunto seguirá siendo la principal compañía de generación y la principal consumidora de combustibles en México durante los próximos años.*

de generación y la principal consumidora de combustibles en México durante los próximos años.

Los planes de abastecimiento de combustibles de la CFE muestran una creciente participación del gas natural, lo cual se explica por su bajo precio y por las crecientes responsabilidades ambientales de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y nuestro país. La Ley General de Cambio Climático (2012), la Ley de Transición Energética (2015), los compromisos adoptados con Naciones Unidas en marzo de 2015, y las metas anunciadas en la Conferencia de Cambio Climático en París en diciembre de 2015 establecen metas específicas para reducir la emisión de gases de efecto invernadero en las próximas dos décadas<sup>1</sup>. Además de las fuentes renovables, estas metas de reducción de emisiones favorecen las plantas de ciclo combinado y el gas natural como principal combustible.

de servicios y urbanas que lo generan"; así como la reducción del 51% de emisiones de partículas negras de hollín (asociado principalmente a la quema incompleta de combustibles fósiles pesados. Ver resumen de compromisos y metas adoptados en: <http://saladeprensa.semarnat.gob.mx/index.php/noticias/2123-mexico-comunica-a-naciones-unidas-sus-compromisos-de-mitigacion-y-adaptacion-al-cambio-climatico-para-el-periodo-2020-2030>

*Los planes de abastecimiento de combustibles muestran una creciente participación del gas natural, lo cual se explica por su bajo precio y por las crecientes responsabilidades ambientales.*



## CFE INTERNATIONAL: FILIAL DE COMERCIO INTERNACIONAL DE LA CFE

La creación y puesta en operación de CFE International LLC (CFEi) obedece a la creciente integración de los mercados mexicanos de combustibles a los mercados internacionales, y especialmente al de Estados Unidos en materia de gas natural. La responsabilidad central de CFEi consiste en ofrecer a la Comisión Federal de Electricidad (y a la industria nacional) un abastecimiento internacional de combustibles confiable y competitivo.

Durante 2016, el equipo directivo ha continuado sus labores de optimización de las capacidades de transporte de gas natural contratadas a largo plazo por la CFE (contratos de transporte). Para ello, se han celebrado diversos contratos de optimización de activos como fuente de ingresos propios, así como ahorros para la CFE.

*La responsabilidad central de CFE consiste en ofrecer a la CFE y a la industria nacional un abastecimiento de combustibles, confiable y competitivo.*

# CFENERGÍA

La creación y puesta en operación de CFenergía S.A. de C.V. (CFEn) es una consecuencia directa de la reforma energética y de la desmonopolización de los mercados de electricidad y de combustibles. En el nuevo contexto, resulta imposible gestionar la cartera de generación de la CFE (centralizada o descentralizada a través de empresas subsidiarias), sin tener la capacidad de gestionar la compra y el transporte de combustibles, y especialmente de gas natural. La responsabilidad central de CFEn consiste en ofrecer a la CFE y a la industria nacional en su caso un abastecimiento de combustibles, confiable y competitivo.

*La responsabilidad central de CFEn consiste en ofrecer a la CFE y a la industria nacional un abastecimiento de combustibles, confiable y competitivo.*

A través de CFenergía, la CFE ha ingresado a un mercado nacional abierto de comercialización de combustibles de manera competitiva. Por lo tanto, la visión de CFenergía es la de participar en el mercado de comercialización de combustibles, garantizando el abasto y optimizando el proceso de suministro y transporte de gas natural de la CFE, produciéndole ahorros a la generación de energía eléctrica.

El 11 de septiembre de 2015, CFEn presentó ante la Comisión Reguladora de Energía la solicitud de permiso para la comercialización de hidrocarburos. Gracias a ello, durante 2016, CFEn ha funcionado como un intermediario entre CFE y otros proveedores de combustóleo distintos a Petróleos Mexicanos para la generación de energía eléctrica. En ejercicio de esta función, CFenergía realizó subastas o *tenders* a libre mercado. Como resultado, la Comisión Federal de Electricidad ha visto reflejado un ahorro considerable en los gastos que realiza por compra de combustóleo.

*CFenergía realizó subastas a libre mercado. En consecuencia, ha visto reflejado un ahorro considerable en los gastos que realiza por compra de combustóleo.*

En concreto, derivado de este nuevo modelo de adquisición de combustóleo, la CFE obtuvo en 2016 un ahorro aproximado de 12.6 millones de dólares, en tan solo 28 cargamentos. Los ahorros fueron calculados tomando como base el precio que la CFE había estado pagando.

**12,634,922**

*millones de dólares obtuvo de ahorro la CFE derivado de este nuevo modelo de adquisición de combustóleo.*



*CFenergía celebró un segundo contrato de suministro de gas natural en base interrumpible por 22,200 MMBTU.*

### **Suministro de gas natural**

El 23 de mayo de 2016, CFenergía suscribió un contrato de suministro de gas natural en base interrumpible por una cantidad máxima diaria de 23,422 gigajoules (Gj) para llevar a cabo pruebas de una nueva central eléctrica.

El contrato concluyó el 27 de octubre de 2016 para dar inicio al contrato que suministraría gas por la puesta en servicio de la central eléctrica. Es así que el 25 de octubre de 2016, CFenergía celebró un segundo contrato de suministro de gas natural con base interrumpible por una cantidad máxima diaria de 22,200 MMBTU. La primera nominación ocurrió el 28 de octubre de 2016 y a la fecha, bajo este contrato, se sigue suministrando el energético al primer cliente privado de CFEn.

### **Subastas de gas natural licuado.**

Desde 2015, CFenergía, actuando como intermediario, realiza procesos competitivos para la adquisición de Gas Natural Licuado (GNL). En 2015 únicamente estuvieron disponibles dos proveedores de GNL que suministraron a la CFE. Y para 2016, participaron siete empresas.

Durante el último año, CFenergía realizó procesos competitivos para la adquisición de GNL para la CFE con puerto de arribo Manzanillo, Colima, y Altamira, Tamaulipas. En total, durante el año 2016, se movieron 22 cargamentos. Del total, 12 fueron asignados a Pemex Gas y Petroquímica Básica y al Centro Nacional de Control del Gas Natural para el balanceo del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, provenientes en su mayoría de Australia, Estados Unidos, Nigeria y Trinidad y Tobago. Los otros 10 cargamentos fueron empleados para hacer frente a las cancelaciones de suministro.

### **Gas de Litoral (GDL).**

En agosto del 2016, la CFE celebró un acuerdo de cesión de derechos de gas natural sustituto para que la Central de Ciclo Combinado Altamira V (CCC ALT V) consuma gas natural (hasta 160 MMPC/d), proveniente del sur de Texas, en vez de gas natural proveniente de la Terminal de Almacenamiento y Regasificación LNG Altamira. CFenergía, a su vez, celebró un contrato de suministro de gas natural para dotar el gas natural sustituto en la CCC ALT V.

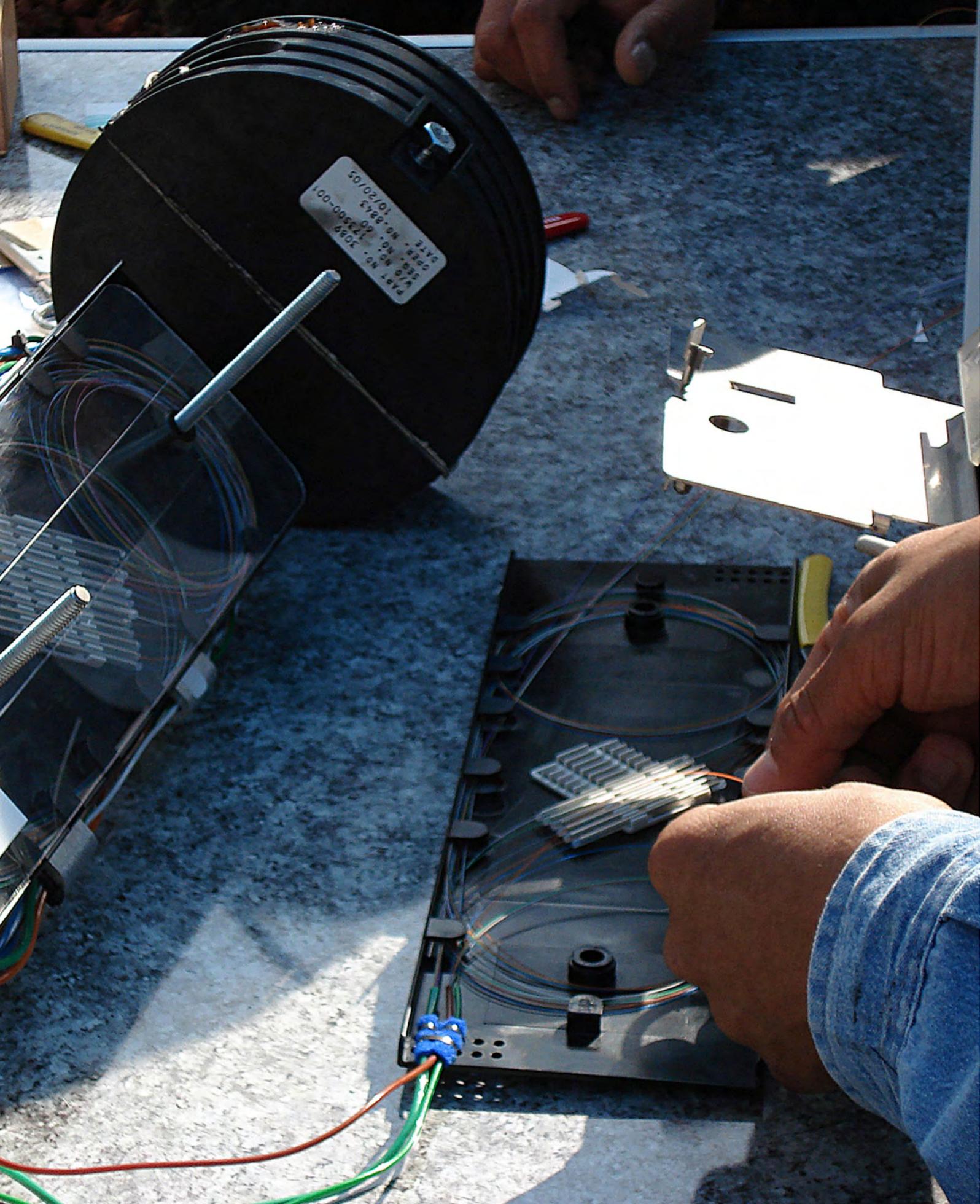
El gas que consume la central se encuentra indizado a Henry Hub ("HH") y, durante 2016, la diferencia del precio spot del GNL en el mercado y el índice HH osciló entre 2.5 y 4 veces, siendo más costoso el GNL. Por lo tanto, el ahorro promedio para la CFE de consumir gas más económico en la CCC ALT V fue de aproximadamente 520,000 dólares diarios. Lo anterior se traduce en un ahorro promedio mensual para la CFE de 15.6 millones de dólares en 2016.

**22**

*cargamentos de GNL se movieron durante 2016*

**520,000**

*dólares diarios es el ahorro promedio que generó la CFE al consumir gas más económico en la Central de Ciclo Combinado Altamira V*



# Servicios de telecomunicaciones

Conforme a la autorización del Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT), órgano regulador de telecomunicaciones con autonomía constitucional, con fecha 18 de enero de 2016, la CFE cedió a Telecomunicaciones de México (Telecomm), el título de concesión de red pública de telecomunicaciones otorgado el 10 de noviembre de 2006 para prestar servicios de telecomunicaciones. Lo anterior, atendiendo a lo estipulado en el artículo Décimo Quinto transitorio del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de los artículos 6, 7, 27, 28, 73, 78, 94, y 105 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de telecomunicaciones publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de junio de 2013. Para asegurar los objetivos del decreto, la CFE suscribió con Telecomm ocho contratos y un convenio de colaboración, en los que se establece un esquema de interacción técnica, operativa y comercial entre ambas entidades. CFE Telecomm se encarga de la atención para la provisión de servicios a Telecomm.

Conforme a la autorización del IFT y como parte de los objetos de los contratos suscritos con Telecomm, la CFE cedió 164 contratos de clientes y cuatro contratos de proveedores. Además, garantizó la continuidad de los servicios de telecomunicaciones mediante el pago de 94 por ciento de los ingresos facturados como contraprestación por la provisión de los servicios de los contratos cedidos de clientes.

No obstante, la cesión del título de concesión, con motivo de los contratos firmados con Telecomm, la administración de 24 contratos de clientes no relacionados con servicios de la concesión cedida y la firma de contratos nuevos, CFE Telecom recuperó 52 por ciento del ingreso reportado en 2015. Esto representó un total de 622 millones de pesos en 2016.

El 30 de agosto de 2016, el IFT notificó a la CFE los lineamientos aprobados para garantizar el uso y acceso a la infraestructura eléctrica a cargo de CFE y, en el último trimestre del año 2016, CFE y Telecomm realizaron negociaciones para definir los contratos de uso y acceso a la infraestructura de CFE, para la construcción de la red troncal de telecomunicaciones de cobertura nacional establecida en el decreto, reafirmando el compromiso de la Comisión Federal de Electricidad con las telecomunicaciones.

*La CFE garantiza la continuidad de los servicios de telecomunicaciones mediante el pago de 94% de los ingresos facturados.*

# 52%

*recuperó CFE Telecom del ingreso reportado en 2015.*



# Servicios a la industria eléctrica

*El Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) fue fundado en 1952 con el objetivo de “Prestar un apoyo de carácter técnico en lo relativo a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica”.*

## 94%

*cumplimiento de compromisos de servicio*

## 736.6

*Millones de pesos fueron las ventas por los servicios realizados por el LAPEM*

El LAPEM tiene la responsabilidad de crear valor a través del aprovechamiento, administración y comercialización de servicios relacionados a soluciones de ingeniería especializada, pruebas de laboratorio y campo a equipos y materiales, así como servicios de gestión de calidad de suministros y sistemas en el sector energético nacional y extranjero. Es el principal brazo tecnológico de la CFE.

El LAPEM aporta valor al negocio de los clientes, en términos de competitividad, confiabilidad, disponibilidad, sustentabilidad y gestión de riesgos en infraestructura estratégica, ofreciendo soluciones técnicas y tecnológicas soportadas en la innovación y la competencia especializada del personal.

En 2016 se proporcionaron servicios a los diferentes procesos de CFE y a la industria privada en materia de: aseguramiento de calidad de suministros, capacitación especializada, consultoría en sistemas de gestión, evaluación del desempeño operativo, gestión de la trazabilidad metrológica y soporte para la gestión de activos; cuidando y vigilando la oportunidad durante la prestación de los mismos. En 2016 se realizaron 13,098 servicios, con un nivel de cumplimiento de compromisos de servicio de 94% y una satisfacción del cliente de 94.9 por ciento.

En lo relativo a servicios a clientes externos, el 90% se relacionó con aseguramiento de calidad y 6% con evaluación de desempeño operativo.

En lo que respecta a los servicios hacia clientes del grupo CFE, 46% fueron relativos al aseguramiento de calidad, 28% a la gestión de activos y 16% a evaluaciones de desempeño operativo.

En materia de evaluación de laboratorios secundarios de calibración en base a la norma NMX-EC-17025-IMNC se hicieron las siguientes:

Dos tipos de servicios de alto impacto para la CFE han sido los análisis de falla y la liberación de equipos a través de las inspecciones: i) para el caso de análisis y diagnósticos de fallas se atendieron solicitudes como en CT Presidente Adolfo López Mateos, CTCC El Sauz, central San Lorenzo, CCC Centro, CH Malpaso, CT Carbón II, CGT Cerro Prieto, CT Francisco Pérez Ríos, CT Puerto Libertad y CT Huinalá las cuales con dichos análisis evitaron costos de fallas posteriores que habrían tenido un impacto por aproximadamente en \$1,360 millones de pesos; ii) para el caso de inspección de productos y equipos, en 2015 el valor de los equipos inspeccionados ascendió a más de \$23 mil millones de pesos y en 2016 a poco más de \$25 mil millones de pesos.

En 2016, el LAPEM realizó servicios que significaron ventas por más de 736.6 millones de pesos, 6.2% superiores a las efectuadas en 2015.

A solicitud del Centro Nacional de Control de Energía, el LAPEM realizó pruebas de carga mínima en 39 unidades de generación y pruebas de rampas, carga máxima y régimen térmico en 102 unidades.

Para el año de reporte, fueron aprobadas 86 especificaciones y publicadas 117.

Una ventaja competitiva del LAPEM es que sus servicios están dictaminados por una tercera parte, esto es que, atendiendo a los requerimientos de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización, los servicios del Laboratorio cuentan con acreditaciones por parte de la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) o bien por parte de un organismo independiente como el Instituto Mexicano de Normalización y Certificación, de tal manera que esto aporta valor para los clientes en materia de confiabilidad de servicio y debida acreditación del personal.

La acreditación de laboratorios de calibración y ensayos en base a la norma NMX-EC-17025-IMNC permite demostrar la confiabilidad de las mediciones y de los resultados que son de utilidad tanto para la CFE como para el sector privado. Para el 2016, el LAPEM ha mantenido los 10 acreditamientos de ensayos en la rama metal-mecánica, eléctrica-electrónica, residuos peligrosos y fuentes fijas con 153 métodos de prueba acreditados y 75 signatarios autorizados. En cuanto al laboratorio de calibración, se mantienen 8 acreditaciones en las magnitudes de eléctrica, tiempo-frecuencia, temperatura, humedad, presión, fuerza, masa y flujo.

Desde el año 2014, el LAPEM obtuvo su acreditamiento como Unidad de Verificación (UV) tipo “C” de acuerdo con la norma NMX-EC-17020-IMNC, esto es que puede proporcionar servicios tanto a CFE como al sector privado. En el año 2015 se tenían acreditadas 60 normas técnicas y 50 Verificadores/Inspectores, con una matriz y 11 sucursales. Para el 2016, se amplió el alcance a 77 normas técnicas y 76 Verificadores/Inspectores, con una matriz y 14 sucursales.

El LAPEM es considerado la Unidad de Verificación más grande de Latinoamérica y Centroamérica, por el número de personal y normas específicas acreditadas, siendo la primera unidad acreditada por la Comisión Reguladora de Energía.

Durante el 2016 se hicieron las gestiones administrativas, documentales y técnicas para que LAPEM se convierta en un organismo certificador de producto, proceso y servicios.



# Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico

*El Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE) se creó en 1989 con el fin de promover la cultura del ahorro y del uso eficiente de la energía eléctrica.*

Para ello, realiza cuatro actividades principales: proyectos de eficiencia energética, evaluación de tecnologías ahorradoras, capacitación y difusión en esta materia. Estas iniciativas están enfocadas a disminuir la demanda de energía en las instalaciones de la CFE, así como a fomentar la cultura del uso eficiente de la energía eléctrica, tanto entre el personal de la Comisión Federal de Electricidad como entre los usuarios del sistema eléctrico.

**Los proyectos de eficiencia energética** consisten en la sustitución de equipos antiguos e ineficientes por nuevos equipos en las instalaciones de la CFE. También incluyen proyectos de reingeniería que resultan en un mejor aprovechamiento de la energía. Los proyectos se han implementado en plantas de generación, en instalaciones de transmisión y distribución y en edificios administrativos. Entre 2014 y 2015, se invirtieron 161 millones de pesos en 244 proyectos de eficiencia energética que en total ahorraron a las áreas de la CFE 98 millones de pesos por año.

**Las actividades de capacitación en eficiencia energética** consisten en la impartición de cursos, foros, seminarios, diplomados y talleres al personal de la CFE y a sus clientes. Estas actividades tratan temas relevantes de ahorro y uso eficiente de energía, principalmente en las áreas de calidad de la energía, iluminación, corrección del factor de potencia, sistemas de gestión de la energía, diseño bioclimático, variadores de velocidad, sistemas de refrigeración y aire acondicionado, bombeo y motores. En 2016 se realizaron 281 actividades de capacitación.

**La evaluación de tecnologías ahorradoras** se ofrece al público desde 1990. El objetivo de este procedimiento es evaluar dispositivos, técnicas, sistemas de control y tecnologías que promueven el ahorro de la energía eléctrica. Para ello, se desarrollan protocolos de pruebas que permiten calcular el ahorro entre la tecnología que se está evaluando y aquella que se pretende sustituir, tomando en cuenta su desempeño. En 2016 se realizaron 120 evaluaciones tecnológicas. La mayoría de los dispositivos evaluados son luminarias. Para fabricantes y distribuidores, las constancias emitidas por el Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico han significado un elemento que les aporta mayor valor para los productos que comercializan.

**Las actividades informativas sobre el ahorro y uso eficiente de la energía** incluyen la operación de un teatro robótico que ofrece consejos para el ahorro de energía en el hogar, pláticas cortas sobre la materia y la entrega de folletos informativos que también incluyen consejos de ahorro en el lugar de trabajo. Con estas acciones, en 2016 se benefició a 63,669 personas.

Adicionalmente, el PAESE trabaja en el diseño de nuevos productos, servicios, tecnologías y mecanismos de financiamiento y de difusión en materia de ahorro y uso eficiente de la energía, equilibrio ecológico, energías renovables y limpias, y preservación del medio ambiente.

281

*actividades de capacitación sobre eficiencia energética.*

120

*evaluaciones tecnológicas se realizaron durante 2016*

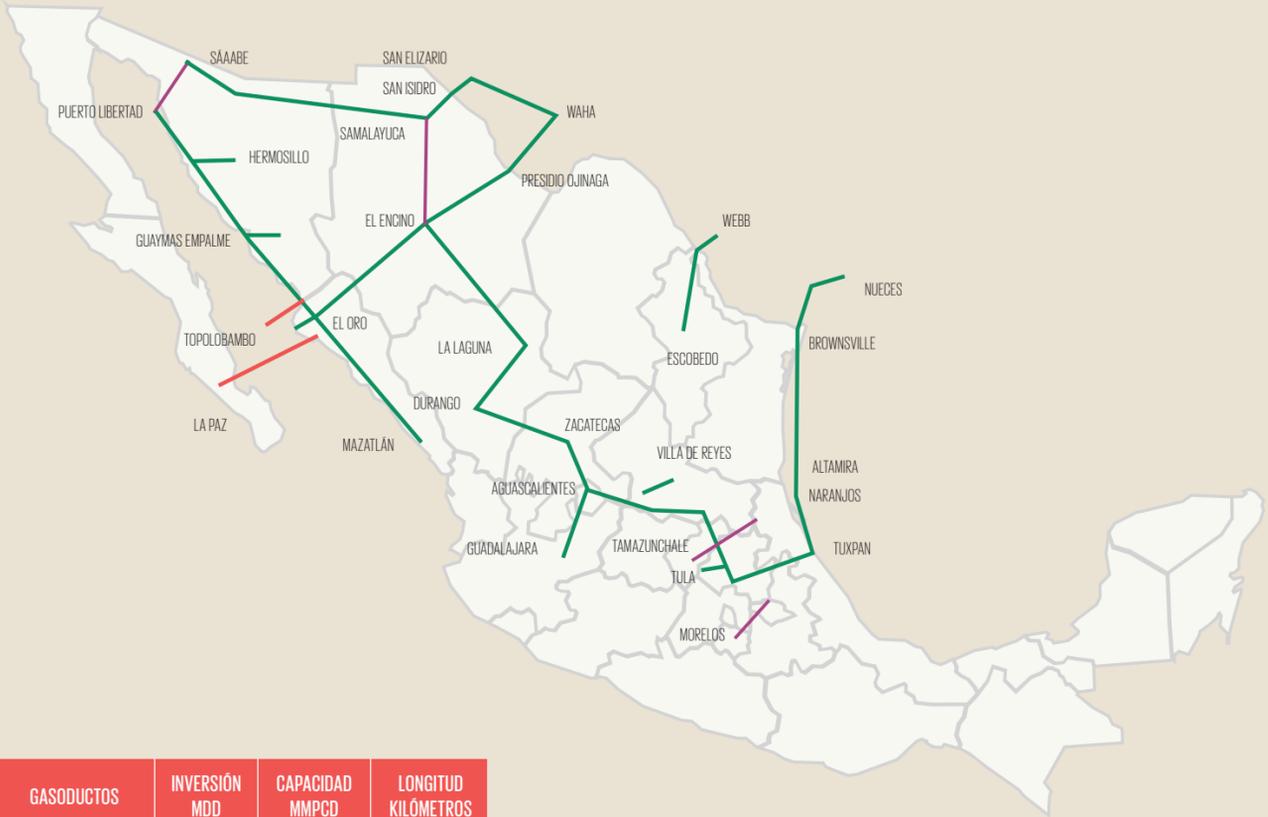
63,669

*personas se beneficiaron con las actividades informativas sobre ahorro y uso eficiente de la energía.*



# Infraestructura de gas natural

Red de gasoductos en México y EEUU a cargo de la CFE



GASODUCTOS	INVERSIÓN MDD	CAPACIDAD MMPCD	LONGITUD KILÓMETROS
EN OPERACIÓN	1,436	2,570	1,289
EN CONSTRUCCIÓN	12,499	18,994	5,913
EN LICITACIÓN	655.00	404	32
TOTAL	14,590	21,968	7,234

## PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN OPERACIÓN 2016

Red de gasoductos en operación



GASODUCTOS	INVERSIÓN MDD	CAPACIDAD MMPCD	LONGITUD KILÓMETROS
EN OPERACIÓN	1,436	2,570	1,289

- Sásabe - Guaymas:**  
*Transportista:* Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.  
*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de inversión:* 569 millones de dólares.  
*Ubicación:* Sonora.  
*Longitud:* 505 kilómetros.  
*Capacidad:* 770 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* Concluido.
- Corredor Chihuahua:**  
*Transportista:* Taramara Pipeline.  
*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de inversión:* 375 millones de dólares.  
*Ubicación:* Chihuahua.  
*Longitud:* 383 kilómetros.  
*Capacidad:* 850 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* Concluido.
- Tamazunchale - El Sauz:**  
*Transportista:* Transportadora de Gas Natural de la Huasteca (Transcanada).  
*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de inversión:* 246 millones de dólares.  
*Ubicación:* San Luis Potosí, Hidalgo y Querétaro.  
*Longitud:* 229 kilómetros.  
*Capacidad:* 630 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* Concluido.
- Gasoducto Morelos:**  
*Transportista:* Elecnor, Gasoducto de Morelos S.A.P.I.  
*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de inversión:* 246 millones de dólares.  
*Ubicación:* Morelos, Puebla y Tlaxcala.  
*Longitud:* 172 kilómetros.  
*Capacidad:* 320 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* Concluido.

# PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN CONSTRUCCIÓN



## 1. El Encino - Topolobampo:

**Transportista:** Infraestructura Energética Monarca S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 1,008 millones de dólares.  
**Ubicación:** Chihuahua y Sinaloa.  
**Longitud:** 551 kilómetros.  
**Capacidad:** 670 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 97.30 por ciento.

## 2. Ramal Tula:

**Transportista:** ATCO Pipelines S.A. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 66 millones de dólares.  
**Ubicación:** Hidalgo.  
**Longitud:** 15 kilómetros.  
**Capacidad:** 505 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 88.90 por ciento.

## 3. Ramal Villa de Reyes:

**Transportista:** Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.

## 4. San Isidro - Samalayuca:

**Transportista:** Gasoducto de Agua Prieta S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 109 millones de dólares.  
**Ubicación:** Cd. Juárez, Chihuahua.  
**Longitud:** 23 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,135 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 80.42 por ciento.

## 5. Tuxpan-Tula:

**Transportista:** Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 458 millones de dólares.  
**Ubicación:** Veracruz, Estado de México, Puebla e Hidalgo.  
**Longitud:** 263 kilómetros.  
**Capacidad:** 886 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 46.16 por ciento.

## 6. El Encino - La Laguna:

**Transportista:** Fermaca Pipeline, El Encino S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 630 millones de dólares.  
**Ubicación:** Chihuahua - Durango.  
**Longitud:** 423 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,500 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 80.75 por ciento.

## 7. Guaymas - El Oro:

**Transportista:** Gasoducto de Aguaprita S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de Transporte de Gas Natural.  
**Monto de inversión:** 429 millones de dólares.  
**Ubicación:** Sonora-Sinaloa.  
**Longitud:** 331 kilómetros.  
**Capacidad:** 510 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 98.24 por ciento.

## 8. Ojinaga - El Encino:

**Transportista:** Gasoducto de Agua Prieta S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 299 millones de dólares.

**Ubicación:** Chihuahua.  
**Longitud:** 221 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,356 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 91.16 por ciento.

## 9. El Oro - Mazatlán:

**Transportista:** Infraestructura Energética Monarca S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 405 millones de dólares.  
**Ubicación:** Chihuahua y Sinaloa.  
**Longitud:** 430 kilómetros.  
**Capacidad:** 202 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 99.70 por ciento.

## 10. Tula - Villa de Reyes:

**Transportista:** Transportadora de Gas Natural de la Huasteca, S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 554 millones de dólares.  
**Ubicación:** Hidalgo, Querétaro, Guanajuato y San Luis Potosí.  
**Longitud:** 263 kilómetros.  
**Capacidad:** 886 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 33.85 por ciento.

## 11. Ramal Hermosillo:

**Transportista:** Gas Natural del Noroeste S.A. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 25 millones de dólares.  
**Ubicación:** Hermosillo, Sonora.  
**Longitud:** 48 kilómetros.  
**Capacidad:** 100 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 28.1 por ciento.

## 12. Samalayuca - Sásabe:

**Transportista:** Carso Gasoductos S.A. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 570 millones de dólares.  
**Ubicación:** Chihuahua-Sonora.  
**Longitud:** 614 kilómetros.  
**Capacidad:** 472 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 44.50 por ciento.

## 13. Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara:

**Transportista:** Fermaca Pipeline de Occidente S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 293 millones de dólares.  
**Ubicación:** San Luis Potosí, Aguascalientes y Jalisco.

**Longitud:** 374 kilómetros.  
**Capacidad:** 886 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 32.70 por ciento.

## 14. La Laguna - Aguascalientes:

**Contratista:** Fermaca Pipeline La Laguna S.de R.L de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 472.6 millones de dólares.  
**Ubicación:** Durango, Zacatecas y Aguascalientes.  
**Longitud:** 450 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,189 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 49.09 por ciento.

## 15. Ramal Empalme:

**Transportista:** Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 11.9 millones de dólares.  
**Ubicación:** Sonora.  
**Longitud:** 20 kilómetros.  
**Capacidad:** 226 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 57.49 por ciento.

## 16. Sur de Texas - Tuxpan (Gasoducto marino):

**Transportista:** Infraestructura Marina del Golfo, S. de R.L. de C.V.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 2,111 millones de dólares.  
**Ubicación:** Tamaulipas y Veracruz.  
**Longitud:** 742 kilómetros.  
**Capacidad:** 2,600 millones de pies cúbicos diarios.  
**Avance:** 0%

## Gasoductos en Estados Unidos

### 17. Waha - San Elizario

**Transportista:** Comanche TrailPipeline LLC.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 596 millones de dólares.  
**Ubicación:** Texas, Estados Unidos.  
**Longitud:** 314 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,135 MMPCD.  
**Avance:** 99.95 por ciento.

### 18. Waha - Presidio

**Transportista:** Trans - Pecos pipeline LLC.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 767 millones de dólares.  
**Ubicación:** Texas, Estados Unidos.  
**Longitud:** 238 kilómetros.  
**Capacidad:** 1,356 MMPCD.  
**Avance:** 98.00 por ciento.

### 19. Webb - Escobedo

**Transportista:** Nueva Era Pipeline LLC.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 767 millones de dólares.  
**Ubicación:** Texas, Estados Unidos.  
**Longitud:** 313 kilómetros.  
**Capacidad:** 504 MMPCD.  
**Avance:** 50.00 por ciento.

### 20. Nueces - Brownsville

**Transportista:** Valley CrossingPipeline LLC.  
**Modalidad:** Servicio de transporte de gas natural.  
**Monto de inversión:** 2,911 millones de dólares.  
**Ubicación:** Texas, Estados Unidos.  
**Longitud:** 270 kilómetros.  
**Capacidad:** 2,600 MMPCD.  
**Avance:** 50 por ciento.

# PROYECTOS DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL EN LICITACIÓN



- 1. Suministro Baja California Sur:**

*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de Inversión estimado:* 600 millones de dólares.  
*Ubicación:* Sinaloa y Baja California Sur.  
*Longitud:* No aplica.  
*Capacidad:* 156 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* En licitación.
  
- 2. Ramal Topolobampo:**

*Modalidad:* Servicio de transporte de gas natural.  
*Monto de inversión estimado:* 55 millones de dólares.  
*Ubicación:* Sinaloa.  
*Longitud:* 32 kilómetros.  
*Capacidad:* 248 millones de pies cúbicos diarios.  
*Avance:* En licitación.



# Infraestructura de generación

## CENTRALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CONCLUIDAS EN 2016

En 2016 entraron en operación tres nuevas centrales de generación y se concluyó la rehabilitación y modernización de una más. La inversión conjunta de estas cuatro centrales representó un monto del orden de 668.5 millones de dólares. Estas centrales nuevas añadieron 469.1 MW de capacidad, lo que representa cerca de tres veces la capacidad instalada (MW) en el 2015.

*De acuerdo con el direccionamiento estratégico del plan de negocios de la CFE (2016-2020) en el segmento de la generación, el crecimiento de la demanda eléctrica, junto con la necesidad de reestructurar activos legados, abre la oportunidad para desarrollar capacidad de generación adicional. La CFE priorizará el desarrollo de un portafolio rentable dadas las reglas de mercado, tanto en la adición de nueva capacidad como en la conversión y en la reestructuración de activos legados.*

NO.	NO. PEF	NOMBRE DE LA CENTRAL	ESQUEMA	TIPO	CAPACIDAD (MW)	INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	ENTRADA EN OPERACIÓN COMERCIAL	MONTO PEF (MDD)	MONTO PAGADO (MDD)	DESVIACIÓN EN MONTO (PAGADO VS PEF)(MDD)	DESVIACIÓN EN PORCENTAJE (PAGADO VS PEF) (%)	TRABAJOS ADICIONALES / CAMBIO AL ALCANCE
1	226	GUERRERO NEGRO III	OPF(2)	COMBUSTIÓN INTERNA	11.1	25-NOV-09	30-AGO-16	25.3	25.3	0	0%	RETRASOS IMPUTABLES AL CONTRATISTA POR INCUMPLIMIENTO EN LAS ESPECIFICACIONES TÉCNICAS, POR LO CUAL NO HUBO COSTOS ADICIONALES.
2	286	BAJA CALIFORNIA SUR V	OPF2	COMBUSTIÓN INTERNA	47.5	09-ABR-14	13-SEP-16	112.1	106.9	-5.2	-5%	RETRASOS IMPUTABLES AL CONTRATISTA POR FALTA DE RECURSOS HUMANOS EN LA ETAPA FINAL DEL PROYECTO, POR LO CUAL NO HUBO COSTOS ADICIONALES.
3	171	AGUA PRIETA II(3)	OPF2	CICLO COMBINADO	410.5	03-SEP-10	28-SEP-16	571.0	491.4	-79.6	-14%	TRABAJOS EXTRAORDINARIOS POR LA RESCISIÓN DEL CONTRATO DE TURBOGENERADORES Y SU SEGUNDA LICITACIÓN. **
4	216	POZA RICA	OPF(2)/RM(4)	CICLO COMBINADO	NO APLICA (AGREGA EFICIENCIA)	15-ABR-10	02-SEP-16	150.5	183.5	33	22%	TRABAJOS DE REPARACIÓN ADICIONALES DE LAS TURBINAS DE VAPOR A MODERNIZAR. ***
<b>Total</b>					<b>469.1</b>			<b>858.9</b>	<b>807.1</b>	<b>-51.80</b>		

Fuente: Dirección de Proyectos de Inversión Financiada, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. La inversión considera el monto adjudicado. Los datos se ordenan por fecha de entrada en operación. Cifras redondeadas.

[1] PEF: Presupuesto de Egresos de la Federación

[2] OPF: Obra Pública Financiada.

[3] Inversión Contractual (ciclo combinado) + suministro de turbogeneradores (399.5 MDD)

MONTO PAGADO: Monto Ciclo Combinado= 251.68 USD, TURBINAS=142.43 USD (T.C. 18.425 de acuerdo al último pago realizado). Mas costos adicionales"

(2) [4]OPF: Rehabilitación y Modernización

(\*) Incluye costos no pagados en revisión y conciliación con el Contratista

(\*\*) El proyecto se licito en 3 Contratos: i) Adquisición de Turbinas, ii) integración del Ciclo Combinado, y iii) Campo Solar. El atraso presentado derivó de la reprogramación del proyecto debido a la segunda licitación del Contrato de adquisición de las Turbinas de Gas y Vapor.

(\*\*\*) Al abrir las turbinas para llevar a cabo los trabajos de Modernización se encontraron deficiencias mayores que no se podían prever en el alcance original del proyecto. Los rotores de las turbinas de vapor existentes, así como el generador eléctrico de la Unidad 3 presentaron fallas por uso, lo que obligó a su reparación, originando trabajos extraordinarios. El llevar a cabo estos trabajos adicionales significó el éxito la Rehabilitación y Modernización del proyecto para poder dejar las unidades en un estado óptimo de desempeño.

### Proyectos concluidos 2015 vs 2016

INDICADOR / PROGRAMA / RESULTADO	MW AÑADIDOS		VARIACIÓN (%)
	2015	2016	2015 A 2016
CANTIDAD DE PROYECTOS	2	4	100
MEGAWATTS (MW)	155.9	469.1	200
INVERSIÓN (MILLONES DE DÓLARES)*	226.4	668.5	195

\*Montos contractuales.

### Central de combustión interna Guerrero Negro III

La construcción de la central de combustión interna generó 40 empleos temporales y su operación creó 15 empleos permanentes. La central genera 82.95 GWh de electricidad al año, energía suficiente para abastecer a más de 14,000 hogares que representan más de 58,000 personas. Esta central se ubica en el municipio de Mulegé, en el estado de Baja California Sur.



Central de Combustión Interna Guerrero Negro III. Diciembre 2016

### Central de combustión interna Baja California Sur V

La construcción de la central de combustión interna generó 170 empleos temporales y su operación creó 63 empleos permanentes. La central genera 353.66 GWh anuales de electricidad, energía suficiente para abastecer a aproximadamente 63,000 hogares que representan un poco más de 247,000 personas. Esta central se ubica en el municipio de La Paz, en el estado de Baja California Sur.



Central de Combustión Interna Baja California Sur V. diciembre 2016

\* Dirección de Proyectos de Inversión Financiada; Subdirección de Generación. Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016.

### Central de ciclo combinado Agua Prieta II

La construcción de la central de ciclo combinado generó 818 empleos temporales y su operación creó 36 empleos permanentes. La central genera 2,884.16 GWh de electricidad al año, energía suficiente para abastecer a más de 500,000 hogares que representan alrededor de 2,000,000 personas. Esta central se ubica en el municipio de Agua Prieta, en el estado de Sonora.



Central Ciclo Combinado Agua Prieta II. Diciembre 2016

### Rehabilitación y modernización de la central de ciclo combinado Poza Rica

La rehabilitación y modernización de la central generó 437 empleos temporales y su operación creó 19 empleos permanentes. La central genera 1,542.49 GWh de electricidad al año, energía suficiente para abastecer a más de 276,000 hogares que representan más de 1,000,000 personas. Esta central se ubica en el municipio de Tihuatlán, en el estado de Veracruz.



RM Poza Rica. Diciembre 2016

*En 2016 entraron en operación tres nuevas centrales de generación y se concluyó la rehabilitación y modernización de una más.*

### Centrales de generación concluidas



**668.5**

Millones de dólares fue la inversión conjunta.

**469.1**

MW añadidos de capacidad.

## CENTRALES DE GENERACIÓN EN CONSTRUCCIÓN

A diciembre de 2016, 14 centrales de generación se encontraban en construcción y dos centrales en rehabilitación y modernización. Estas obras representan una capacidad conjunta adicional de 6,434.8 MW y una inversión de 4,767.1 millones de dólares.

### Centrales nuevas y modernizaciones en construcción

#	NO. PEF	NOMBRE DE LA CENTRAL / UBICACIÓN	ESQUEMA	TIPO	CAPACIDAD (MW)	MONTO (MILLONES DE DÓLARES)	OPERACIÓN COMERCIAL	AVANCE 2016(%)***
1	36	BAJA CALIFORNIA III ENSENADA, BAJA CALIFORNIA	PIE	CICLO COMBINADO	294	215.6	ENE-2017/I	99.2
2	261	COGENERACIÓN SALAMANCA SALAMANCA, GUANAJUATO	OPF	CICLO COMBINADO	373.1	319.9	CICLO ABIERTO ENE-2015 COGENERACIÓN MAY2017	99.9
3	171	CAMPO SOLAR CC AGUA PRIETA AGUA PRIETA, SONORA	BM*	SOLAR	14**	46.2	JUN-2017	96.4
4	264	CENTRO I YECAPIXTLA, MORELOS	OPF	CICLO COMBINADO	642.3	439.8	MAY-2017	99.2
5	284	LOS HUMEROS III (FASE A) CHIGNAUTLA, PUEBLA	OPF	GEOTERMOELÉCTRICA	25	42.9	MAY-2017	86.3
6	311	RM CC TULA PAQUETES 1 Y 2 TULA DE ALLENDE, HIDALGO	OPF	CICLO COMBINADO / REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN	-	323.1	SEP-2017	76.3
7	268	GUERRERO NEGRO IV MULEGÉ, BAJA CALIFORNIA SUR	OPF	COMBUSTIÓN INTERNA	7.5	20.6	OCT-2017	56.6
8	296	EMPALME I EMPALME, SONORA	OPF	CICLO COMBINADO	770.2	476.8	NOV-2017	76.8
9	298	VALLE DE MÉXICO II ACOLMAN, EDO. DE MÉXICO	OPF	CICLO COMBINADO	615.2	425.3	ENE-2018	44.2
10	313	EMPALME II EMPALME, SONORA	OPF	CICLO COMBINADO	791.2	397	ABR-2018	38.6
11	327	AZUFRES III FASE II ZINAPECUARO Y CIUDAD HIDALGO, MICHOACÁN	OPF	GEOTERMOELÉCTRICA	25	51.3	JUN-2018	19.6
12	43	NORESTE EL CARMEN, NUEVO LEÓN	PIE	CICLO COMBINADO	857.2	345.5	JUL-2018	25.8
13	289	CHICOASÉN II CHICOASÉN, CHIAPAS	OPF	HIDROELÉCTRICA	240	386.4	SEP-2018	19.6
14	42	NOROESTE AHOME, SINALOA	PIE	CICLO COMBINADO	887.3	334.4	ENE-2019	8.2
15	38	NORTE III CD. JUÁREZ, CHIHUAHUA	PIE	CICLO COMBINADO	906.7	562.4	JUN-2019	33.0
16	258	RM CT ALTAMIRA UNIDADES 1 Y 2 ALTAMIRA, TAMAULIPAS	OPF	CARBOELÉCTRICA / REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN	-	379.9	JUL-2019	27.7
<b>Total</b>					<b>6,434.8</b>	<b>4,767.1</b>		

Fuente: Dirección de Proyectos de Inversión Financiada, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. La inversión considera el monto adjudicado. Cifras redondeadas.

I/ El proyecto CC Baja California III entró en operación el 31 de enero de 2017.

\* Aportación del Banco Mundial.

\*\* Los 14 MW del Campo Solar se incluyen en la capacidad de la CC Agua Prieta II, contribuyendo a la reducción del consumo de combustible de la misma, por lo cual no se contabilizan en el total de MW de los proyectos de la tabla.

\*\*\* Se consideran avances al corte de diciembre de 2016

## Centrales de generación en construcción 2016



De estos 16 proyectos de centrales de generación en construcción, se enuncian a continuación los cinco más relevantes:

### Central de ciclo combinado valle de México II

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 425.3 millones de dólares. El proyecto consiste en un módulo de ciclo combinado con una capacidad neta de 615.226 mW, a base de dos turbogeneradores de gas, dos generadores de vapor por recuperación de calor, asociados a cada turbogenerador de gas, un turbogenerador de vapor y sistema de enfriamiento con aerocondensador.

La central se localiza en el predio de la actual central generadora CT Valle de México, ubicada al norte de la Ciudad de México, en el municipio de Acolman, Estado de México. Este

proyecto es de alta eficiencia y forma parte del programa de obras requerido para la expansión óptima del sistema eléctrico de la CFE. A nivel regional contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área central del sistema interconectado nacional. Se estima una fecha de terminación al 18 de septiembre del 2018.

### Central de ciclo combinado Empalme I

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 397 millones de dólares. La central de ciclo combinado consiste de dos turbogeneradores de gas, cada uno asociado a un Heat Recovery Steam Generator (HRSG), un turbogenerador de vapor, un sistema de enfriamiento principal con condensador de tipo abierto con agua de mar mediante una obra de toma submarina y una obra de descarga submarina al mar.

La central se construye en el municipio del Empalme, localizado al sureste del estado de Sonora. Este proyecto es de alta eficiencia contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área noroeste del sistema interconectado nacional, ayudando a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región. Se estima una fecha de terminación al 6 de noviembre del 2017.

### Central de ciclo combinado centro

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 439.8 millones de dólares. El proyecto consiste en un módulo de ciclo combinado a base de tres turbinas de gas, tres Generadores de Vapor por Recuperación de Calor (GVRC). uno por cada turbina de gas, una turbina de vapor y con una capacidad neta de 642.33 MW. El ciclo combinado operará con gas natural como combustible.

La central se localiza en el sitio denominado Huexca Aeropista, municipio de Yecapixtla, Estado de Morelos, a 8 kilómetros de la ciudad de Cuautla. Este proyecto es uno de los más eficientes de la región, contribuyendo a satisfacer la demanda del centro del país. Se estima una fecha de terminación en mayo del 2017.

### Central geotermoelectrica Los Humeros III fase A

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 42.9 millones de dólares. La central geotérmica tiene una capacidad de 25 MW utilizando vapor geotérmico como fluido motriz, proporcionado por la CFE.

La central geotérmica se localiza en el campo geotérmico de los Humeros, municipio de Chignautla, el cual está situado en la Región Oriental del Estado de Puebla y Occidental del Estado de Veracruz a 32 kilómetros al noroeste de la ciudad de Perote, Veracruz. Este proyecto ayudará a cumplir la meta de generación de energías limpias de 35 por ciento al 2024, para contribuir a lo establecido en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios. La fecha estimada de terminación es para mayo de 2017.

### Central de ciclo combinado Baja California III

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE) con una inversión aproximada de 215.6 millones de dólares. La central consiste en el desarrollo de una central de ciclo combinado con capacidad neta garantizada de 294 MW. El combustible principal para la central será gas natural.

La central estará localizada en el sitio de la Jovita, misma que se encuentra en el corredor costero Tijuana-Rosarito-Ensenada, del municipio de Ensenada, Baja California. Este proyecto es uno de los de mayor capacidad en la zona y forma parte del suministro al sistema de Baja California. La conclusión de este proyecto fue en enero del 2017.

Adicionalmente se encuentran en ejecución dos proyectos de rehabilitación y modernización de unidades generadoras, bajo el esquema de Obra Pública Financiada, siguientes:

## CENTRALES DE GENERACIÓN EN LICITACIÓN

Al cierre de 2016 se encontraba en licitación una central de generación, con una capacidad de 665.8 mW y una inversión estimada de 360.8 millones de dólares.

### Centrales nuevas en licitación

#	NO. PEF	NOMBRE DEL PROYECTO	ESQUEMA	TIPO	CAPACIDAD (MW)	MONTO (MILLONES DE DÓLARES)	PUBLICACIÓN CONVOCATORIA
1	45	45 CC TOPOLOBAMPO III	PIE	CICLO COMBINADO	665.88	630.87	22-SEP-2016

Fuente: Dirección de Proyectos de Inversión Financiada, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016.  
Notas: La capacidad y la inversión estimada corresponden a lo establecido en el PEF 2016. El monto se refiere a la inversión financiada estimada. Cifras redondeadas.

El proyecto CC Topolobampo III se ubicará en el municipio de Ahome, Sinaloa, al norte de la ciudad de los Mochis. Por su ubicación geográfica y su conexión a la red eléctrica, el proyecto coadyuvará a satisfacer la demanda de diversas poblaciones del estado de Sinaloa, principalmente las ciudades de Los Mochis y Culiacán.

El proyecto de generación se licita bajo la modalidad de Productor Independiente de Energía (PIE).



### Proyectos de Rehabilitación y Modernización de Unidades Generadoras en construcción

NO. PEF	NOMBRE DEL PROYECTO / UBICACIÓN	ESQUEMA	TIPO	CAPACIDAD (MW)	MONTO (MILLONES DE DÓLARES)	OPERACIÓN COMERCIAL	AVANCE EN 2016 (%)
278	CT JOSÉ LÓPEZ PORTILLO / NAVA, COAHUILA	OPF	REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN	1,320	247.33	FEB-2019	12.84
312	CH TEMASCAL UNIDADES 1 A 4 / SAN MIGUEL SOYALTEPEC, OAXACA	OPF	REHABILITACIÓN Y MODERNIZACIÓN	168	26.49	SEP-2018	49.1

Fuente: Dirección de Operación, 2016.

# Infraestructura de transmisión

De acuerdo con el plan de negocios de la CFE (2016 - 2020), los segmentos de transmisión y distribución serán negocios medulares para lograr una transformación exitosa. Al ser negocios de tarifa regulada, disponen de condiciones propicias para capturar márgenes y rentabilidades atractivas para sus activos en relación con el riesgo asociado.

La CFE priorizará la utilización de capital propio para las inversiones de transmisión y distribución, capturando la oportunidad de reinvertir su flujo operativo en una clase de activos con un retorno regulado atractivo. Sin embargo, en algunos casos, la Secretaría de Energía podrá instruir a la CFE la ejecución de un determinado proyecto bajo modalidades específicas de inversión.

## PROYECTOS DE TRANSMISIÓN CONCLUIDOS EN 2016

En 2016, la CFE concluyó 14 proyectos de subestaciones y líneas de transmisión bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), 17 por ciento más de lo concluido en 2015. La extensión total de las líneas fue de 311.4 kilómetros circuito (Km-C), la capacidad de transformación fue de 2,155.0 Megavolts Ampere (MVA), 980.8 Megavolts Ampere reactivos (MVAR) y 62 alimentadores. Estos proyectos representan una inversión de 210 millones de dólares.

Proyectos de transmisión concluidos - Obra Pública Financiada (OPF) <sup>1</sup>			
INDICADOR / PROGRAMA / RESULTADO	CIFRAS		VARIACIONES (%)
	2015	2016	DE 2015 A 2016
1. Cantidad de proyectos	12	14	17
2. Kilómetros Circuito (km-C)	255.6	311.4	22
3. Megavolts Ampere (MVA)	2,648.3	2,155	-19
4. Megavolts Ampere reactivos (MVAR)	353.6	980.8	177
5. Alimentadores	97	62	-36
6. Inversión (millones de dólares)	214	210	-2

*Proyectos bajo la coordinación de la Dirección de Proyectos de Inversión Financiada.*

Por otra parte, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal (OPP), se concluyeron tres proyectos de subestaciones y líneas, que representan una capacidad conjunta de 25.9 km-C, 255.0 MVA, 1.8 MVAR y 8 alimentadores. Estos proyectos representan una inversión de 11.3 millones de dólares.

25.9  
Km-C

255  
MVA

8  
alimentadores

<sup>1</sup> Proyectos bajo la coordinación de la Dirección de Proyectos de Inversión Financiada.



Principales obras de transmisión concluidas en 2016		
NOMBRE DEL PROYECTO	OBRA	MONTO (millones de pesos)
MODERNIZACIÓN EN SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN EN EL ESTADO DE MÉXICO	CONSTRUCCIÓN DE CASETA PARA SUBESTACIÓN ENCAPSULADA SFB, EN LA SUBESTACIÓN CARTAGENA DE LA GRTCE, SE CONCLUYÓ EL 29 DE SEPTIEMBRE DE 2016.	16.22
	PUESTA EN SERVICIO DE CASETAS INTEGRALES DE CONTROL DE 400 Y 230 KV (INSTALACIÓN), EN LA SUBESTACIÓN VICTORIA DE LA GRTCE, LA CUAL SE CONCLUYÓ EL 25 DE AGOSTO DE 2016.	1.49
<b>Total</b>		<b>17.71</b>

*Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. Marzo 2017. Cifras redondeadas. GRTCE: Gerencia Regional de Transmisión Central.*  
*Nota: Los proyectos comprendieron la modernización de dos subestaciones, con el objeto de mantener la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica de potencia, en la parte centro del país.*

## PROYECTOS DE TRANSMISIÓN PRESUPUESTALES CONCLUIDOS

Adicionalmente, en 2016, la CFE concluyó dos proyectos de modernización en subestaciones, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal<sup>2</sup>, que representaron una inversión de 17.71 millones de pesos.

## PROYECTOS DE TRANSMISIÓN EN CONSTRUCCIÓN<sup>3</sup>

A diciembre de 2016 se encontraban en construcción 33 proyectos de subestaciones y líneas bajo el esquema de Obra Pública Financiada. Dichas obras representan una capacidad conjunta de 2,404.2 Km-C, 7,771.6 MVA, 806.3 MVAR y 482 alimentadores. Estos proyectos significan una inversión de 1,069.8 millones de dólares.

En la modalidad de Obra Pública Presupuestal se encontraba en construcción una subestación con una capacidad de 18 alimentadores. Este proyecto representa una inversión de 22.7 millones de dólares.

<sup>2</sup> Proyectos bajo la coordinación de la Subdirección de Transmisión.

<sup>3</sup> Proyectos bajo la coordinación de la Dirección de Proyectos de Inversión Financiada.



# Infraestructura de la distribución

## PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN CONCLUIDOS (INVERSIÓN PRESUPUESTAL)

De enero a diciembre de 2016, 12 proyectos de distribución fueron terminados mediante el esquema de inversión presupuestal. Bajo este modelo se terminaron 10 subestaciones de distribución y dos líneas de alta tensión, lo que representa un incremento en 268.75 MVA de capacidad y 5.50 Km-C, respectivamente. Además de la instalación de capacitores en media tensión con una capacidad de 12.0 MVar, todo ello representa una inversión total de 168.26 millones de pesos.

Principales obras de distribución concluidas en 2016 (OPP)	
PROYECTO	MONTO (MILLONES DE PESOS)
LAT ENTRONQUE ANGAMACUTIRO-BOTELLO A ENTRONQUE VILLA JIMENEZ 115KV-1C	7.9
SE. TRIGUILLOS	4.64
SE. CUITZILLOS	17.44
AMPLIACIÓN SE. PINZANDARO	4.57
SE. LECHUGAL BCO. 3	8.5
SE. CANADA BCO. 2	20.31
SE. MONTE KRISTAL BCO. 2	26.35
SE. AZTLAN BCO 1 Y BCO. 2	17.41
SE. CUMBRES OTE BCO. 2	20.08
SE. DINASTIA BCO 1	40.28
LST 115 KV 2ª ALIM. A SE. FINSA GUADALUPE	0.24
AMPLIACIÓN SE. GIRASOLES	0.55
<b>Total</b>	<b>168.26</b>

*Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. Cifras redondeadas.*

## PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN EN CONSTRUCCIÓN (INVERSIÓN FINANCIADA)

A diciembre de 2016 existían 23 proyectos de distribución en proceso de construcción mediante el esquema inversión financiada, en conjunto son 18 subestaciones de distribución y 10 líneas de alta tensión, lo que representa un incremento en 400.0 MVA de capacidad y 160.86 Km-C respectivamente, así como la instalación de capacitores en media tensión con alcance de 24.0 MVar, construcción de 60 redes de media y baja tensión, lo que representó un incremento de 922,808.35 kVA y 3,997 Km-C. Además, la sustitución de 2,324,754 medidores tipo AMI. Todo ello representa una inversión de 1,140.64 millones de dólares.

Proyectos de distribución concluidos en 2016 (inversión financiada)	
PROYECTO	MONTO (MILLONES DE PESOS)
243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (3A. FASE)	23.40
253 SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (2A FASE)	4.29
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	4.58
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A. FASE)	33.88
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (5A FASE)	8.59
209 SE 1212 SUR PENINSULAR (5A FASE)	10.35
243 SE 1322 DISTRIBUCIÓN CENTRO (5A. FASE)	38.06
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (3A. FASE)	14.36
213 SE 1211 NORESTE - CENTRAL (5A FASE)	19.42
288 SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR (1A. FASE)	10.69
244 SE 1321 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5A FASE)	7.07
251 SE 1421 DISTRIBUCIÓN SUR (2A FASE)	5.44
321 SLT 1920 SUBESTACIONES Y LINEAS DE DISTRIBUCIÓN (6A FASE)	4.89
339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (3A FASE)	6.55
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE-SUR (6A. FASE)	9.24
<b>Total</b>	<b>200.81</b>

## PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN EN CONSTRUCCIÓN (INVERSIÓN FINANCIADA)

A diciembre de 2016 existen 23 proyectos de distribución en proceso de construcción mediante el esquema inversión financiada, en conjunto son 18 subestaciones de distribución y 10 líneas de alta tensión, lo que representa un incremento en 400.0 MVA de capacidad y 160.86 Km-C, respectivamente, así como la instalación de capacitores en media tensión con alcance de 24.0 MVar, construcción de 60 redes de media y baja tensión, lo que representó un incremento de 922,808.35 kVA y 3,997 km-C. Además, la sustitución de 2,324,754 medidores tipo AMI. Todo ello representa una inversión de 1,140.64 millones de dólares.

Proyectos de distribución en construcción Inversión financiada (Millones de dólares)			
PROYECTO	MONTO	PROYECTO	MONTO
213 SE 1211 NORESTE - CENTRAL (4A FASE)	14.00	322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (7A FASE)	56.47
209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (9A FASE)	8.17	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	10.97
245 SE 1320 DISTRIBUCIÓN NORESTE (5A FASE)	8.18	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	4.30
260 SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	4.24	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	32.28
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (5A FASE)	8.84	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (5A FASE)	169.89
276 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE-SUR (8A FASE)	5.00	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (6A FASE)	65.88
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (1A. FASE)	4.69	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (7A FASE)	222.73
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	6.33	339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (8A FASE)	85.35
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	4.15	350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	36.56
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (3A FASE)	101.39	350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (3A FASE)	38.53
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	139.88		
322 SLT 1921 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (6A. FASE)	105.94	<b>TOTAL</b>	<b>1,140.64</b>

*Fuente: Dirección de Operación, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. Cifras redondeadas.*

## PROYECTOS DE DISTRIBUCIÓN EN LICITACIÓN (INVERSIÓN FINANCIADA)

Para resolver necesidades del proceso de distribución en el esquema de inversión financiada, al cierre de 2016, se tenían en proceso de licitación seis proyectos como se muestra en la siguiente tabla. Dichas obras representan seis subestaciones de distribución y seis líneas de alta tensión con un incremento de 130.0 MVA de capacidad y 30.91 Km-C, respectivamente, así como la instalación de capacitores en media tensión de 7.8 MVar. Con un monto de inversión estimada de 45.87 millones de dólares.

Núm.	Proyecto	Ubicación	Inversión estimada (MDD)	Transformadores/ Kilómetros-Círculo (km-C), MVar	Publicación de bases	Fallo contractual
1	338 SLT 2020 SUBESTACIONES, LINEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (1a Fase)	VERAGRUZ	18.56	25.33 km-C	30-nov-16	25-abr-17
2	321 SLT 1920 SUBESTACIONES Y LINEAS DE DISTRIBUCIÓN (1a Fase)	VERAGRUZ	3.01	20 MVA, 1.2 MVar, 0.18 km-C	25-nov-16 (Segunda convocatoria)	16-feb-17
3	273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (4ª Fase)	TABASCO	3.75	20 MVA, 1.2 MVar, 0.54 km-C	15-dic-16 (Segunda convocatoria)	02-mar-17
4	242 SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR (2ª Fase)	QUINTANA ROO	9.91	50 MVA, 3.0 MVar, 3.26 km-C	09-ene-17 (Segunda convocatoria)	17-mar-17
5	253 SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (7a. Fase)	SINALOA	5.71	20 MVA, 1.2 MVar, 0.70 km-C	24-ene-17 (Segunda convocatoria)	18-abr-17
6	209 SE 1212 SUR - PENINSULAR (6ª Fase)	TABASCO	4.93	20 MVA, 1.2 MVar, 0.90 km-C	08-dic-16 (Segunda convocatoria)	22-mar-17
<b>Total</b>			<b>45.87</b>	<b>130 MVA</b>		



# Licitación y contratación de proyectos de inversión financiada 2016

## CONVOCATORIAS

De enero a diciembre de 2016 se publicaron las convocatorias de 29 proyectos, de los cuales, un proyecto corresponde a una central de generación y 28 a líneas de transmisión y subestaciones. En conjunto, estos proyectos representan una capacidad de 666 MW, 2,209 Km-C, 2,876 MVA, 155 MVar y 511,545 medidores, con una inversión aproximada de 1,109.4 millones de dólares. Con respecto al año anterior, en 2016 se publicaron las convocatorias de 18 proyectos menos, es decir, se presentó una reducción de 38 por ciento en comparación con 2015.

### Convocatorias 2015 vs 2016

INDICADOR / PROGRAMA / RESULTADO	CIFRAS		VARIACIONES (%) DE 2015 A 2016
	2015	2016	
1. PROYECTOS CONVOCADOS	47	29	-38
2. CAPACIDAD (MW)	1,648	666	-60
3. KM-C	4,009	2,209	-45
4. MEGAVOLTS AMPERE (MVA)	5,342	2,876	-46
5. MEGAVOLTS AMPERE REACTIVOS (MVAR)	314	155	-51
6. ALIMENTADORES	284	178	-37

### Contratos suscritos 2015 vs 2016

INDICADOR / PROGRAMA / RESULTADO	CIFRAS		VARIACIONES (%) DE 2015 A 2016
	2015	2016	
1. CONTRATOS SUSCRITOS	48	28	-42
2. CAPACIDAD (MW)	4,087	778	-80
3. KM-C	4,363	2,166	-50
4. MEGAVOLTS AMPERE (MVA)	6,275	2,278	-64
5. MEGAVOLTS AMPERE REACTIVOS (MVAR)	1,018	110	-89
6. ALIMENTADORES	162	225	39
7. INVERSIÓN (MILLONES DE DÓLARES)	4,060	862	-79

## CONTRATOS SUSCRITOS

En 2016 se suscribieron 28 contratos con capacidades por 778 MW, 2,166 Km-C, 2,278 MVA, 110 MVar, 515,550 medidores e inversiones por 862 millones de dólares. Estos contratos representan una reducción de 42 por ciento con respecto a 2015.

# Separación legal y administrativa

***La Reforma Energética dispuso la creación de condiciones para que el país tuviera un sector eléctrico abierto a la inversión, competitivo y de calidad.***

La Comisión Federal de Electricidad cambió su naturaleza jurídica de organismo público descentralizado a empresa productiva del Estado e inició un profundo proceso de transformación. La apertura del sector hace necesario que la CFE deje de ser una empresa verticalmente integrada para convertirse en un conjunto de empresas, que realicen las actividades de la industria eléctrica de manera separada e independiente.

El proceso de división de la CFE debe seguir las directrices que diseñó e instruyó la Secretaría de Energía (Sener).

En diciembre de 2015, la Sener emitió las disposiciones a que se refiere el Transitorio Cuarto de la Ley de la Industria Eléctrica, relativas a la separación de la empresa, denominadas Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE.

La Comisión Federal de Electricidad cumplió, durante el 2016, la primera serie de acciones legales, administrativas y económicas encaminadas a la división de sus actividades.

## Principales elementos de los Términos para la Estricta Separación Legal

El Transitorio Décimo del Decreto, por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía establece, como atribución de la secretaría del ramo, establece los términos de estricta separación legal que se requieren para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico.

Por su parte, la Ley de la Comisión Federal de Electricidad establece que para salvaguardar el acceso abierto, la operación eficiente y la competencia en la industria eléctrica, la empresa realizará las actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización, suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, la proveeduría de insumos primarios para la industria eléctrica, así como las actividades auxiliares y conexas de la misma, de manera rigurosamente independiente entre ellas en Términos de la Estricta Separación Legal que establezca la Secretaría de Energía, la normatividad en materia de competencia económica y la regulación que para tal efecto emita la Comisión Reguladora de Energía.

El 28 de diciembre de 2015, la Secretaría de Energía notificó a la CFE los Términos de la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, documento que entró en vigor al día siguiente de su notificación.

A través de ese documento se establecen las disposiciones que deberá aplicar la CFE en cuatro ámbitos fundamentales:

- Los términos que deberá observar la CFE para llevar a cabo sus actividades, de forma tal que su participación en los mercados sea de manera independiente a través de cada una de las empresas y unidades en que se separe, generando valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano como su propietario.
- Las disposiciones generales para la asignación de activos a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales que se crearon.
- Las disposiciones relativas al Gobierno Corporativo y operación independiente de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales.
- Las unidades de la CFE que serán responsables de administrar los contratos y llevar a cabo los procesos de licitación y administración de los mismos, así como, en su caso, la transferencia de estos a las empresas productivas subsidiarias o filiales que correspondan.

De esta manera, a través del cumplimiento de los términos, la CFE fomenta la operación eficiente del sector eléctrico, así como el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución. De igual forma, se contribuye a que la nueva estructura organizacional de la empresa le permita participar de forma competitiva y eficiente en la industria energética.

Con base en el contexto descrito, la CFE se dio a la tarea, durante el 2016, de implementar en tiempo y forma los distintos hitos marcados por los términos, para lograr los objetivos propuestos para la empresa por la Reforma Energética.

Entre las principales actividades destacan las siguientes:

- La elaboración del Plan de Negocios 2017-2021 en concordancia con lo señalado por los términos.
- La creación de las empresas productivas subsidiarias denominadas CFE Generación I, CFE Generación II, CFE Generación III, CFE Generación IV, CFE Generación V, CFE Generación VI, CFE Transmisión, CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- La creación de las empresas filiales denominadas CFE Calificados S.A. de C.V.; CFENERGÍA S.A de C.V; CFE Internacional LLC y CFE Intermediación de Contratos Legados S.A de C.V
- La designación de los directores generales de cada una de las empresas, el nombramiento de los consejeros integrantes de los Consejos de Administración, así como la instalación de dichos consejos.
- El diseño de las nuevas estructuras organizacionales de la CFE y de sus empresas, así como la implementación de los nuevos procesos y funciones entre ambos conforme a las disposiciones de separación legal y competencia económica.
- La tramitación de los permisos ante el Cenace y la CRE de la CFE como participante en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), así como la cesión de dichos permisos a las empresas creadas para la realización independiente en el MEM de las actividades que les corresponden.
- La separación de personal, sistemas y espacios físicos de las empresas creadas para la presentación de ofertas, participación en las subastas y la realización de liquidaciones, pagos y contabilidad en el MEM.
- La identificación e inventario de contratos, convenios y demás actos jurídicos que la CFE tiene celebrados con terceros, así como la cesión de más de 200,000 contratos a las distintas empresas de la Comisión Federal de Electricidad.
- La asignación de los activos y contratos para la generación a las empresas creadas de conformidad a los términos emitidos por la Secretaría de Energía.
- La transmisión de los bienes, derechos y obligaciones de la CFE a sus distintas empresas, así como la inscripción de los inmuebles ante el INDAABIN.
- La redistribución de los activos físicos que conforman la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, a las empresas CFE Transmisión y CFE Distribución.
- El inicio de la contabilidad separada por empresa.
- La elaboración del acuerdo temporal de asignación de personal para las empresas de transmisión, distribución y suministro básico.
- La definición de los servicios que serán incorporados a los contratos que habrán de celebrarse entre la CFE y sus empresas, así como la elaboración de la metodología de precios de transferencia para la facturación de dichos servicios.
- La separación física de alrededor de 665 inmuebles compartidos entre las empresas productivas subsidiarias.
- La identificación y separación de 63 sistemas que requieran separación lógica para cumplir con la independencia entre las empresas.
- El lanzamiento del programa de información sobre la estricta separación legal de la CFE.

EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA	INMUEBLES QUE SE APORTAN AL PATRIMONIO	INMUEBLES QUE SE CEDEN DERECHOS POSESORIOS	TOTAL DE INMUEBLES
GENERACIÓN I	663	20	683
GENERACIÓN II	330	5	335
GENERACIÓN III	273	19	292
GENERACIÓN IV	207	33	240
GENERACIÓN VI	284	7	291
TRANSMISIÓN	555	113	668
SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS	352	29	381
DISTRIBUCIÓN	2,516	375	2,891
<b>Total general</b>	<b>5,180</b>	<b>601</b>	<b>5,781</b>

EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA	CESIÓN DE DERECHOS POSESORIOS
CFE TRANSMISIÓN	3,750
CFE DISTRIBUCIÓN	11,105
TOTAL GENERAL	14,855

*Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Diciembre de 2016.*

## AVANCES EN LA SEPARACIÓN DE LA CFE

En diciembre de 2016, por acuerdo del Consejo de Administración, se llevó a cabo la transferencia de inmuebles de la CFE en favor de sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos, CFE Distribución y CFE Generación I, II, III, IV y VI, como lo muestra la gráfica previa.

En lo que respecta a líneas de transmisión, redes y circuitos de distribución, se realizó la cesión de los derechos posesorios de la CFE a CFE Transmisión y CFE Distribución, conforme a lo siguiente:

EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA	CESIÓN DE DERECHOS POSESORIOS
CFE TRANSMISIÓN	3,750
CFE DISTRIBUCIÓN	11,105
TOTAL GENERAL	14,855
<i>Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Fecha: Diciembre de 2016.</i>	

Derivado de dicha transferencia de activos, continúan a cargo del corporativo de la CFE los siguientes inmuebles:

CORPORATIVO			
PROCEDENCIA	INMUEBLES EN POSESIÓN	INMUEBLES PROPIOS	TOTAL DE INMUEBLES
GENERACIÓN NO ASIGNADOS (EX PLANTAS)	3	42	45
OFICINAS NACIONALES	-	24	24
CONSTRUCCIÓN	-	31	31
EXTINTA LYFC	429	-	429
<b>Total</b>	<b>432</b>	<b>97</b>	<b>529</b>
<i>Nota: En el caso de los inmuebles de la extinta LyFC, continuarán en posesión del Corporativo de CFE en tanto el Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales concluye los trámites para aportarlos directamente al patrimonio de las Empresas Subsidiarias, y en aquellos que sean de interés inmobiliario del Corporativo aportarlos al patrimonio de la CFE. Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Fecha: Diciembre de 2016.</i>			

## ACTIVIDADES POSTERIORES A LA SEPARACIÓN DEL CENACE

### a) Recursos humanos

El Centro Nacional de Control de Energía se separó de la CFE en 2014, como parte de las condiciones estructurales del sector eléctrico previstas por la Reforma Energética.

En 2016 se firmaron dos convenios entre la CFE y el Cenace, relativos al cambio de adscripción y, en su caso, reclasificación de trabajadores. Estos convenios darán paso a la suscripción de un convenio de terminación de la relación laboral de los trabajadores que fueron transferidos de la CFE al Cenace, procedimiento que podrá tener lugar en 2017.

### b) Bienes inmuebles

En términos de la Ley de la Industria Eléctrica, la CFE transferirá al Cenace 14 inmuebles para ser incorporados al patrimonio de ese organismo descentralizado de la Administración Pública Federal. Al cierre de 2016, se transfirieron 12 de los 14 inmuebles mencionados, que tienen un valor total de 329 millones de pesos.

### c) Parque vehicular

En materia de parque vehicular, en 2016, la CFE continuó prestando el servicio de subarrendamiento de 163 vehículos al Cenace, lo cual significó una facturación de 21.4 millones de pesos, considerando costos de administración. Dichos servicios incluyeron mantenimiento y servicios mecánicos programados, aseguramiento, impuestos y derechos vehiculares, y derecho a solicitar una unidad sustituta por indisponibilidad, entre otros.

### d) Prestación de servicios

En 2016 se celebraron 18 contratos de servicio entre la Unidad de Servicios Generales y de Apoyo y el Centro Nacional de Control de Energía, con la finalidad de recuperar los gastos incurridos por la prestación de servicios otorgados al inmueble sede del Cenace en la Ciudad de México, por un importe de 16 millones de pesos.

## SEPARACIÓN DE EMPRESAS DE GENERACIÓN

Para 2017 se transferirán los activos y pasivos de la actividad de generación a las empresas CFE Generación I, CFE Generación II, CFE Generación III, CFE Generación IV, CFE Generación V y CFE Generación VI, con base en la asignación de plantas que hizo la Secretaría de Energía y en apego a las directrices de su Consejo de Administración.

## REDEFINICIONES DE LA RED NACIONAL DE TRANSMISIÓN

La separación de la CFE en actividades independientes, definidas como parte de la reforma del sector eléctrico, ha sido atendida con medidas legales y técnicas. La guía para realizar las acciones fueron los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE, emitidos por la Secretaría de Energía.

Además de la creación de empresas productivas subsidiarias (abordadas en otro apartado de este Informe), la CFE coordinó actividades de carácter técnico encaminadas a conferir el nuevo perfil de la Red Nacional de Transmisión. Entre las actividades destacaron el establecimiento de un nuevo límite entre los procesos de Transmisión y Distribución y la transferencia del control operativo de la red.

## NUEVO LÍMITE ENTRE TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

Los términos de separación establecieron que el límite entre la transmisión y distribución se fija en los 69 kilovolts de tensión. Esa redefinición dio origen a un programa de redistribución de los activos de las empresas productivas subsidiarias de la CFE dedicadas a los dos procesos, que fue concluido casi en su totalidad a diciembre de 2016.

## SEPARACIÓN DE SISTEMAS INFORMÁTICOS

En diciembre de 2016, la CFE concluyó a 100 por ciento la separación lógica de los sistemas e infraestructura de redes de datos de los procesos de transmisión, distribución y suministro básico a efecto de dar cumplimiento a los Términos de Estricta Separación Legal (TESL).

Tanto los sistemas como las redes de datos de la CFE operan con normalidad a partir de su separación, apoyando a las empresas productivas subsidiarias y filiales a mejorar su gestión y operación.

## APOYO A LA REGULACIÓN SECTORIAL

La transformación de la CFE ha implicado la formación de grupos de trabajo y la preparación de áreas que atenderán nuevas funciones. En 2016 se iniciaron actividades de Regulación y Estrategia en la CFE, sus EPS y EF con la finalidad, entre otras, de analizar el marco regulatorio y su impacto en las actividades relacionadas con su objeto. Las áreas a las que fueron designadas las funciones de regulación buscan alcanzar condiciones equiparables entre los participantes del mercado para no poner en desventaja a CFE con otros competidores, reconocer los costos incluyendo rentabilidad, generar incentivos para lograr mayores eficiencias y mantener una comunicación y asesoría técnica continua con los reguladores en beneficio de la protección de las condiciones de la competitividad de las empresas y actividades de la CFE y del sector eléctrico.

Durante 2015 y 2016, el grupo de trabajo del corporativo encargado de la armonización en los temas de regulación, concentró el diálogo frente a las instancias de gobierno y entes reguladores y sirvió de soporte y supervisión a las áreas reguladoras de las EPS y EF, quienes en conjunto definieron su posición frente a la regulación aplicable, identificando, priorizando y proponiendo estrategias para mitigar el impacto de las definiciones regulatorias. De tal modo, se creó una vinculación con autoridades pro-picia para la negociación y apoyo y para el cumplimiento normativo.

La CFE colaboró con la Secretaría de Energía, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (Cenace) en el diseño de instrumentos jurídicos y técnicos, tales como el Código de Red, Modelos de contrato y Manuales de Prácticas de Mercado, entre otros.

La provisión de datos técnicos, información y memorias de cálculo constituyeron aportaciones para que la concreción de avances regulatorios, tales como:

- El aviso sobre las tarifas para el servicio público de Transmisión publicado por la CFE en el Diario Oficial de la Federación el 28 de enero de 2016.
- Oficio SE/UAE/47636/2016 de la Comisión Reguladora de Energía mediante el cual se actualizan las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de Distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.

# Administración de recursos para la operación de la CFE

## RECURSOS HUMANOS

### Servicios personales

El cierre presupuestal del ejercicio 2016 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), correspondiente al capítulo de Servicios personales, fue de 52,689 millones de pesos.

Servicios personales					
RUBRO DEL GASTO	CIFRAS EN MILLONES DE PESOS			VARIACIONES (%)	
	2014	2015	2016	DE 2014 A 2015	DE 2015 A 2016
PRESTACIONES POR CONTRATO COLECTIVO DE TRABAJO O POR CONVENIO	30,249	30,983	31,060	2.4	0.2
SUELDOS Y SALARIOS	13,119	12,895	13,173	-1.7	2.2
GASTOS DE SEGURIDAD SOCIAL	5,614	5,688	5,933	1.3	4.3
OTRAS EROGACIONES	2,512	2,544	2,523	1.3	-0.8
TOTAL	51,494	52,110	52,689	1.2	1.1

*Fuente: Sistema Institucional de Información Financiera (Essbase), Comisión Federal de Electricidad, al cierre de diciembre de 2016, con cifras a marzo 2017*

### a) Plantilla de personal

En 2016, la plantilla de personal de la CFE fue de 92,912 trabajadores, la cual se integra por 72,123 trabajadores permanentes (77 por ciento), 16,368 temporales (18 por ciento) y 4,421 eventuales (5 por ciento).

La antigüedad promedio del personal que integra la plantilla es de 13 años y seis meses, con una edad promedio de 40 años y cinco meses. En 2016, la plantilla de personal disminuyó respecto a 2015 en 287 trabajadores, la reducción fue principalmente de personal temporal.



# 287

trabajadores disminuyó la plantilla de personal.

### b) Jubilados

De 2015 a 2016, el número de jubilados aumentó de 45,340 a 47,522. Esto representa un incremento de 2,182 jubilados (4.8 por ciento). El sistema de jubilaciones de la CFE está segmentado en dos apartados, conforme a la cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo vigente:

**Apartado I.-** Se caracteriza por ser de beneficio definido, rige a los trabajadores que ingresaron a la CFE antes del 18 de agosto de 2008, así como a aquellos trabajadores temporales a los que la CFE les reconozca una antigüedad anterior a dicha fecha.

**Apartado II.-** Norma el sistema de jubilación para la nueva generación de trabajadores de la CFE, es decir, para aquellos que ingresaron a partir del 18 de agosto de 2008. Este régimen consta de una Cuenta Individual de Jubilación (Cijubila) a la que, de acuerdo con lo que se pactó originalmente, el trabajador aporta 5 por ciento de su salario base y la CFE 1.5 veces la aportación del trabajador (7.5 por ciento de su salario base). Esta cantidad deberá llegar a 16.7 por ciento para 2018 (10 por ciento la CFE y 6.7 por ciento el trabajador).

Al cierre de 2016, 51.81 por ciento del personal se encuentra en el apartado I y 48.19 por ciento del personal está bajo el apartado II.

### c) Negociación contractual

En el marco de la revisión integral del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM), acordaron la modificación de diversas cláusulas del CCT, con lo cual se logró reducir el pasivo laboral de la CFE, adecuar el CCT al marco legal establecido por la Reforma Energética y optimizar el uso de los recursos de la empresa.

Con lo anterior, se dio atención al decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley de Deuda Pública, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

Respecto a los trabajos para la separación legal, la CFE y las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) suscribieron con el SUTERM dos actas para asignar al personal en las distintas EPS, en cumplimiento a los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE para la Estricta Separación Legal de la CFE.

## RECURSOS MATERIALES

### a) Enajenación de bienes inmuebles

En el ejercicio 2016, se llevó a cabo la desincorporación del régimen de dominio público de la Federación y la enajenación de nueve inmuebles con un valor total de 263 millones de pesos, ubicados en seis entidades federativas. Se obtuvo un ingreso por 111 millones de pesos derivado de seis inmuebles, que fueron enajenados mediante permuta con saldo a favor de CFE, licitación pública y remate, y los restantes 152 millones de pesos fueron correspondientes al valor de los tres inmuebles que fueron objeto

de enajenación mediante permuta sin saldo a favor de la CFE, donación y transferencia.

### b) Enajenación de bienes muebles y desechos no útiles a CFE

En el ejercicio 2016, la enajenación de bienes muebles no útiles ascendió a 315 millones de pesos. Dichos bienes son integrados por:

TIPO DE BIEN	CIFRAS (DATOS OBSERVADOS)			VARIACIONES (%)	
	2014	2015	2016	DE 2014 A 2015	2015 A 2016
DESECHOS FERROSOS Y NO FERROSOS	4	222	166	5,450	-25
VEHÍCULOS TERRESTRES	2	67	75	3,250	12
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA S/ACEITE Y ACEITE QUEMADO	1	32	64	3,100	100
ESCORIAS Y CENIZAS	140	6	7	-95.7	17
UNIDADES GENERADORAS		33	3	S/D	-91
TOTAL	147	360	315	144.9	-12

*Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Enajenación de Bienes Muebles (UEBM). Diciembre de 2016. Cifras en millones de pesos*

La disminución en la enajenación de bienes en el 2016 se debe a la venta realizada, en 2015, de cuatro unidades generadoras de la Central Geotérmica de Cerro Prieto.

## ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS Y SERVICIOS

### Compras totales

En 2016, la CFE realizó contratos en los rubros de combustibles (84,298 millones de pesos)<sup>1</sup>, bienes (13,412 millones de pesos), servicios (10,838 millones de pesos) y arrendamientos (138 millones de pesos) por un monto global estimado de 108,686 millones de pesos, lo cual representa una disminución aproximada de 2.8 por ciento respecto del monto total contratado en 2015, que ascendió a 111,762 millones de pesos.

Las compras de combustibles representaron 77.6 por ciento del total de las compras de la CFE, integradas por gas, 40,355 millones de pesos; combustóleo, 19,826 millones de pesos; carbón mineral, 15,749 millones de pesos; diésel, 6,211 millones de pesos<sup>2</sup> y hexafluoruro de uranio, 2,157 millones de pesos.<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Cifras preliminares reportadas por la Subdirección de Energéticos. Diciembre 2016.

<sup>2</sup> Idem

<sup>3</sup> Sistema Institucional de Información SAP, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016.

En tanto, 22.4 por ciento restante se divide en bienes, 12.5 por ciento (13,412 millones de pesos); servicios, 10.1 por ciento (10,838 millones de pesos); y arrendamientos, 0.1 por ciento (138 millones de pesos). Estos tres conceptos tuvieron una disminución de 19.6 por ciento en relación con 2015.<sup>4</sup>

La disminución en el monto contratado durante 2016, respecto de 2015, obedece al recorte presupuestal que se dio durante 2016 y economías basadas en las existencias en almacenes.

## PRINCIPALES CONTRATACIONES DE BIENES, ARRENDAMIENTOS Y SERVICIOS EN 2016

CONCEPTO	MONTO (MILLONES DE PESOS)	PARTICIPACIÓN PORCENTUAL
WATHORÍMETROS	4,845	19.9
SERVICIOS DE CONSERVACIÓN Y MANTENIMIENTO	3,362	13.8
SERVICIOS DE ASEGURAMIENTO DE BIENES PATRIMONIALES	1,413	5.8
SERVICIOS DE TELECOMUNICACIONES	1,024	4.2
ALAMBRE Y CABLE CONDUCTOR	815	3.3
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	509	2.1
OTROS	12,420	50.9
<b>TOTAL</b>	<b>24,388</b>	<b>100.0</b>

*Fuente: Sistema Institucional de Información SAP, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre 2016. Cifras redondeadas*

En apoyo a la industria nacional, la CFE adjudicó a proveedores nacionales 98.7 por ciento de las contrataciones de bienes, servicios y arrendamientos y 1.3 por ciento a proveedores extranjeros. En 2016, la CFE adjudicó contratos a micro, pequeñas y medianas empresas por un valor de 10,854 millones de pesos

## DESCONCENTRACIÓN DEL ABASTECIMIENTO

En 2016, la CFE continuó aplicando un esquema de abastecimiento descentrado, realizando a través de las áreas de compra regionales distribuidas en toda la República, 48.8 por ciento de las contrataciones (11,897 millones de pesos), mientras que, a través de la Gerencia de Abastecimientos, como área de compras central, se realizaron 51.2 por ciento de las contrataciones (12,491 millones de pesos).

El desarrollo de procedimientos de contratación centralizados representa los siguientes beneficios:

1. Compras consolidadas de los mismos bienes al mismo precio y condiciones, para aprovechar economías de escala.
2. Estandarización en la aplicación de la normatividad.
3. Información homogénea que facilite la toma de decisiones a nivel corporativo.
4. Optimización de los inventarios en almacén.
5. Disminución del riesgo de corrupción y de colusión entre proveedores.
6. Aplicación de mejores prácticas como: contratos plurianuales, subastas, precalificación de proveedores, precio máximo de referencia, etcétera.

## ADQUISICIONES CONSOLIDADAS

En 2016, la CFE adquirió de forma consolidada 11 clases de bienes eléctricos por un monto estimado de 2,287 millones de pesos. El uso de esta modalidad de contratación permitió obtener ahorros de 145 millones de

pesos, respecto del monto estimado originalmente.

### Licitaciones de transporte de gas de natural

Durante 2016, se concluyeron nueve licitaciones públicas para la contratación del servicio de transporte de gas natural, formalizando contratos por un monto de 5,037.7 millones de dólares.

## PROTECCIÓN DE ACTIVOS

### Programa de Aseguramiento Integral

En 2016, la CFE llevó a cabo el procedimiento de Licitación Pública Nacional para la contratación de 10 pólizas para el aseguramiento de sus activos, integradas en seis partidas de acuerdo con la especialización del riesgo. Con el Programa de Aseguramiento Integral, se da cobertura a los daños materiales incluyendo eventos catastróficos (huracanes, sismos, entre otros) ocasionados a los bienes destinados para la prestación del servicio de energía (centrales generadoras, líneas de transmisión y distribución, equipo electrónico, entre otros).

Se logró un ahorro en el costo de la prima total de la vigencia 2016 con relación a la vigencia del año 2015, por un monto de 13.3 millones de dólares, lo que representa una reducción de 14.3 por ciento en comparación con la vigencia del año anterior.

Con este resultado, en la póliza integral, que es la de mayor importancia por su costo y cobertura para la CFE, en el periodo de 2014 a 2016 obtuvo una reducción acumulada en costo de la prima total de 38.1 millones de dólares.

Derivado de acciones plasmadas en un plan de trabajo para recuperar indemnizaciones de vigencias anteriores, entre las que destacan las recuperaciones de la tormenta tropical Manuel, en la vigencia 2015-2016 se recuperaron 208.8 millones de dólares, cifra superior en 141.4 por ciento con respecto a la vigencia 2014 - 2015.



<sup>4</sup> Idem

# Estrategia digital

***En diciembre de 2016 se elaboró un diagnóstico sobre la situación actual de las Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC) en la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como los siguientes pasos para la elaboración de un plan estratégico de tecnologías de información que involucre la estrategia digital, la arquitectura de sistemas y el modelo operativo y de gobierno de TIC.***

El objetivo es que las TIC sean un habilitador exitoso para la ejecución de las prioridades estratégicas de la empresa, mejorando la eficiencia, la operación y el modelo de negocio de la CFE, asegurando en el corto plazo una separación exitosa de las TIC de acuerdo a los Términos de Estricta Separación Legal (TESL) y habilitando una profunda transformación digital en el mediano plazo.

Actualmente en la CFE, tanto el personal como las áreas y la infraestructura de TIC, se encuentran distribuidas en 2,600 localidades a nivel nacional, en donde existe infraestructura de cómputo y/o telecomunicaciones. Existen aproximadamente 3,200 servidores físicos, alrededor de 2,600 cuartos de servidores, 50 centros de datos y más de 63,000 computadoras personales. La CFE cuenta con alrededor de 2,200 sistemas informáticos de diferentes dimensiones y complejidad, programados en más de 10 plataformas de desarrollo y con diferentes bases de datos.

En materia de telecomunicaciones, la CFE cuenta con una plataforma de más de 19,000 equipos de telefonía, alrededor de 1,260 conmutadores, un total de 1,268 equipos de videoconferencia y más de 37,261 radios portátiles, repetidores y fijos con diferentes características y tecnologías.

Por todo lo anterior, es necesario llevar a cabo la planeación de los siguientes pasos en la elaboración de un plan estratégico integral de tecnologías de información y comunicaciones, que involucre la estrategia digital, la arquitectura de sistemas y el modelo operativo y de gobierno de TIC.

En el plan de negocios se definió una hoja de ruta de la transformación en tres etapas: una primera etapa de corregir y construir, enfocada en replantear las condiciones estructurales y cumplir con la separación de la CFE; una segunda para 2017-2018, en la que se lleve a cabo la nueva organización a un mejor nivel de desempeño y empiecen a desarrollar nuevas avenidas de crecimiento, y una tercera etapa de expansión, para acelerar el crecimiento y alcanzar altos niveles de desempeño como empresa productiva.

Alineado a esta hoja de ruta se ha estructurado la transformación digital como habilitador clave de la ejecución de las prioridades estratégicas, en materia de separación, en el aseguramiento, control y mejora de los procesos clave que permitan iniciar el incremento, el fortalecimiento, el dominio, la gobernanza y la arquitectura de las TIC y, finalmente, como un factor clave y estratégico para fomentar el crecimiento acelerado y rentable de los negocios a través de oportunidades digitales.





# Rendición de cuentas y combate a la corrupción

***La nueva naturaleza jurídica de la CFE como empresa productiva del Estado le proporciona mayores elementos y margen de acción para desarrollar actividades empresariales en mercados donde compite con empresas privadas.***

En complemento de su nueva flexibilidad empresarial, también como parte de la Reforma Energética, la empresa está sujeta a un régimen de fiscalización más estricto. La CFE rinde cuentas a las siguientes instancias:

1. El Consejo de Administración, en tanto que órgano supremo, conformado por 10 consejeros, de los cuales cuatro son independientes. Este órgano directivo ejerce la función primordial de vigilancia y evaluación del desempeño.
2. Comité de Auditoría, como cuerpo de apoyo del Consejo de Administración, compuesto exclusivamente por consejeros independientes.
3. La Auditoría Interna, como brazo ejecutivo del Comité de Auditoría.
4. El Comisario, como experto independiente que evalúa el desempeño de la empresa, del Consejo de Administración y de sus Comités.
5. La Auditoría Externa, como prestadora de servicios conforme a los mejores estándares internacionales de rendición de cuentas, especializada en la revisión de los estados financieros de la empresa. Actualmente es llevada a cabo por una firma reconocida a nivel internacional: KPMG Cárdenas Dosal S.C.
6. Las disposiciones sobre revelación de información derivadas de la Ley del Mercado de Valores.
7. El sistema de control interno, como mecanismo de la empresa que aplica lineamientos emitidos por el Consejo de Administración, enfocado a coadyuvar en la evaluación del desempeño y la administración de riesgos.
8. La Auditoría Superior de la Federación como órgano fiscalizador de la Cámara de Diputados, que preserva y vigila el uso de los recursos públicos.
9. La Unidad de Responsabilidades, dependiente de la Secretaría de la Función Pública, que conoce y determina sanciones administrativas.
10. Las disposiciones de información, tales como las leyes general y federal de Transparencia y Acceso a la Información Pública y las leyes general y federal de Protección de Datos Personales. La CFE y sus empresas Productivas Subsidiarias (EPS) están sujetas a las mismas obligaciones sobre difusión de información que las dependencias gubernamentales.
11. La CFE y sus empresas tiene la obligación por Ley de rendir informes al gobierno federal y al Congreso de la Unión, sobre distintos aspectos operativos, financieros y económicos, como el presente informe anual y el informe semestral sobre el uso del endeudamiento.

La Auditoría Interna de la CFE practicó 79 procesos de auditoría en 2016, que derivaron en 373 observaciones y 173 recomendaciones. El alcance de las observaciones y recomendaciones, en términos de los recursos económicos sujetos a revisión, fue superior a 5,200 millones de pesos.

# Transparencia y ética

## PARTICIPACIÓN DE TESTIGOS SOCIALES

Con la finalidad de dar mayor transparencia a los procedimientos de contratación para los procedimientos desarrollados por las áreas contratantes del corporativo mediante la aplicación de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, se tuvo la participación de testigos sociales designados por el Subcomité de Testigos Sociales en la CFE, en seis procedimientos de contratación conforme a lo siguiente:

Participación de testigos sociales	
PROCEDIMIENTO	TESTIGO SOCIAL DESIGNADO
Adquisición de medidores de autogestión monofásicos y bifásicos con aro de seguridad, así como trifásicos	Academia Mexicana de Auditoría Integral y Desempeño, A.C.
Adquisición de 5,980,000 toneladas de carbón mineral térmico para la central termoeléctrica presidente plutarco ellias calles	Transparencia Mexicana, A.C.
Adquisición de 1,300,000 toneladas de carbón mineral de la región de sabinas, coahuila	Transparencia Mexicana, A.C.
Adquisición de 1,690,000 toneladas de carbón mineral térmico para la central termoeléctrica presidente plutarco ellias calles	Ing. Jorge Cruz Méndez
Adquisición de 900,000 toneladas de carbón mineral de la región de sabinas, coahuila	Ing. Javier Delgado Serrano
Suministro de hexafluoruro de uranio (uf6) natural equivalente y servicios de enriquecimiento (SWU) equivalente.	Ing. Héctor Alejandro Génis Juárez

En los procedimientos desarrollados al amparo de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público se tuvo la participación de Transparencia Mexicana, A.C., como testigo social designado por la Secretaría de la Función Pública, para participar en el proceso de la Licitación Pública Nacional, para la contratación del Programa de Aseguramiento Integral de la CFE 2016-2017.

## ÉTICA CORPORATIVA

De conformidad con lo establecido en el Código de Ética de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales emitido por el Consejo de Administración, la Comisión de Ética Corporativa tiene el objetivo de supervisar el cumplimiento de dicha norma. Entre sus funciones se encuentra la de establecer estrategias de difusión del Código de Ética, así como mecanismos de medición y cumplimiento de los principios y directrices de la Ética Corporativa.

Para ello, la Comisión de Ética Corporativa establece acciones en el marco del Programa Institucional de Ética y Transparencia (PIET), que tiene como objetivo consolidar una cultura de ética corporativa en la CFE. Dicho programa tiene tres líneas de acción: sensibilización y capacitación, difusión e implementación de mecanismos institucionales.

Durante 2016, 14,422 personas participaron en actividades de capacitación o sensibilización, y a través de actividades de difusión y divulgación se impactó a 28,703 personas que laboran en la empresa.

En 2016 se establecieron cuatro indicadores de medición y cumplimiento del Código de Ética obteniendo los siguientes resultados:

- En la encuesta de clima organizacional, que se realiza cada año, se incorporó un capítulo denominado Ética Corporativa, en el que se obtuvo una evaluación general de 89/100. En particular, el reactivo que permite conocer el grado cumplimiento de los Códigos de Ética y de Conducta obtuvo una puntuación de 88.5/100, el compromiso con el cumplimiento del Código de Ética obtuvo una puntuación de 91.7/100 y el compromiso con el Código de Conducta una puntuación de 92.7/100.
- Se logró un cumplimiento de 90 por ciento de las acciones comprometidas en el marco del Programa Institucional de Ética y Transparencia (PIET), en la que se incluyen acciones en tres rubros: formación y sensibilización, difusión e implementación de mecanismos institucionales a favor de la ética corporativa.
- Se aplicó una encuesta de retroalimentación a 100 por ciento de los participantes en actividades de sensibilización sobre igualdad de oportunidades organizadas por la Secretaría Ejecutiva de la Comisión de Ética Corporativa. Con base en las respuestas recibidas, se identificó una satisfacción de la expectativa de los participantes de las actividades en las que participaron y la solicitud de profundizar en estos temas.
- Se aplicó una encuesta bajo la metodología de 360° a líderes de la CFE, para evaluar su nivel de cumplimiento del Código de Ética y se obtuvo una evaluación promedio de 91.13/100.

El resultado indica que la percepción del cumplimiento del Código de Ética por parte de los líderes fue mejor en más de un punto porcentual.

De conformidad con la normatividad vigente, todas las quejas o denuncias recibidas por la línea ética son atendidas, investigadas y, en su caso, sancionadas por la Unidad de Responsabilidades, que es el área responsable de dar seguimiento a las referidas quejas o denuncias.

*Durante 2016 se sensibilizó a 55,326 trabajadores de la empresa en temas de igualdad de oportunidades y erradicación de la violencia y discriminación de género.*

En noviembre de 2016 se publicó la 7a Edición del Código de Conducta, que está disponible en el portal de la CFE (www.cfe.gob.mx).

En la Sesión 13 Ordinaria del Consejo de Administración de la CFE se autorizó el cambio de denominación de la actual Unidad para la Transparencia por el de Unidad de Ética Corporativa, Igualdad y Rendición de Cuentas.

La Comisión Federal de Electricidad contribuye a la atención de diversos programas federales. En el marco del Programa de Gobierno Cercano y Moderno del Plan Nacional de Desarrollo, en 2016 se cumplieron a 100 por ciento las acciones establecidas por la Secretaría de la Función Pública en los temas de Transparencia Focalizada y Participación Ciudadana.

Las principales actividades fueron en el tema de Transparencia Focalizada, la detección y publicación en el portal electrónico de la empresa de información socialmente útil. En el caso de Participación Ciudadana, se publicaron los resultados en los ejercicios de participación ciudadana celebrados en las entidades federativas.

Asimismo, se publicó la guía de apoyo para el blindaje electoral 2016, la cual tiene como objeto evitar que el personal de CFE, empresas filiales y subsidiarias, de manera consciente o sin saberlo, haga uso indebido de su puesto, funciones, tiempo o recursos asignados para beneficiar o perjudicar a quienes participan como actores políticos en los procesos electorales, como por ejemplo, partidos políticos, candidatos o autoridades electorales.

## PROGRAMA DE IGUALDAD ENTRE MUJERES Y HOMBRES

La CFE ha implementado el programa de igualdad entre mujeres y hombres para cumplir con la estrategia transversal Perspectiva de Género del Plan Nacional de Desarrollo. Durante 2016 se sensibilizó a 55,326 trabajadores de la empresa en temas de igualdad de oportunidades y erradicación de la violencia y discriminación de género.

Se diseñó un curso en línea sobre sensibilización en temas de género que estará disponible en las plataformas de los Centros Nacionales de Capacitación en 2017.

Se publicó en el Código de Conducta el pronunciamiento de cero tolerancia a los actos de hostigamiento y acoso sexual, con el que se expresa la obligación de todo el personal de cumplir con el principio de equidad para promover la igualdad y no discriminación.

Con estas acciones, se avanzó en la institucionalización de la perspectiva de género como política de la CFE y en el cumplimiento de compromisos que la empresa tiene con el Instituto Nacional de las Mujeres (Inmujeres).

## SOLICITUDES DE INFORMACIÓN PÚBLICA

En 2016, la Unidad de Enlace para la Información Pública de la CFE recibió y gestionó 2,909 solicitudes de información. De éstas, se respondieron 2,691, quedando 218 en proceso de respuesta para 2017, las cuales se encontraban dentro de los plazos legales establecidos.

Las 2,909 solicitudes de información recibidas en 2016 significaron un incremento de 15.1 por ciento respecto a las recibidas en 2015 que ascendieron a 2,527 solicitudes.

El incremento presentado en 2016 obedece al interés que la sociedad tienen en la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresa Productivas Subsidiarias y Filiales y a la calidad con la que se ha atendido el Derecho de Acceso a la Información. En el indicador tiempo de respuesta a solicitudes de información y calidad de las mismas, emitido por el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales, se especifica que en 2016 la CFE obtuvo una calificación de 100 por ciento.

De los 860 Sujetos Obligados en el ámbito federal, la CFE se ubicó en el lugar 11 con más solicitudes de información recibidas.

En la Sesión 13 Ordinaria del Consejo de Administración de la CFE, se autorizó el cambio de denominación de la Unidad de Enlace para la Información Pública por el de Unidad de Transparencia, el cual quedó incorporado al nuevo Estatuto Orgánico.

# Evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de los programas anuales de la Comisión Federal de Electricidad

## INTRODUCCIÓN

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad prevé que el Director General presente un informe anual sobre la marcha de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales y, en su caso, sobre los principales proyectos existentes. De acuerdo con el artículo 116, fracción V, el informe deberá contener “la evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de programas anuales de la Comisión Federal de Electricidad”. En este documento se analizan los siguientes programas y estrategias de la Comisión Federal de Electricidad:

- Programa Operativo Anual 2016;
- Presupuesto 2016;
- Programa Financiero Anual 2016; y
- Plan de Negocios 2016-2020.

En cada una de las siguientes secciones se analizan estos programas y sus principales resultados, así como su relación con la planeación aprobada en la novena sesión extraordinaria del Consejo de Administración de la CFE del 10 de diciembre de 2015.

## PROGRAMA OPERATIVO ANUAL 2016

El Programa Operativo Anual 2016 (POA 2016) contiene las actividades detalladas e indicadores operativos más importantes por principal línea operativa de la empresa: generación, transmisión, distribución y suministro. De los 52 indicadores que contiene el POA 2016, en 14 se observan diferencias respecto a la meta mayores al 5% (indicadores en color rojo). A continuación, se muestra la relación de indicadores que no cumplieron con la meta, de acuerdo con los resultados del POA 2016. (Ver tabla 1)

En general, la mayoría de los indicadores operativos de la empresa están en línea con las metas establecidas para el año 2016. De los indicadores que se muestran con desviaciones mayores al 5%, únicamente el retiro de plantas no presenta avance. Lo anterior, se debe a que, derivado de la reforma energética, el retiro de capacidad depende de la autorización del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

## PRESUPUESTO 2016

### Ejercicio presupuestario 2016 y sus adecuaciones

Para el presupuesto 2016, el Consejo de Administración aprobó (acuerdo CA-081/2015) una estimación de ingresos propios para la CFE por 314 mil 540 millones de pesos y un gasto programable de 299 mil 454 millones de

pesos. Estos montos fueron ratificados por el Congreso de la Unión durante el proceso que correspondió a la aprobación del Presupuesto de Egresos de la Federación 2016 (PEF 2016).

Al cierre del año, la empresa reportó ingresos propios por 464 mil 338 millones de pesos, es decir, 47.6 por ciento más de lo aprobado. Este incremento se debe, principalmente, a la inclusión de la aportación de 161 mil 080 millones de pesos por parte del Gobierno Federal para cubrir obligaciones de pago de jubilaciones y pensiones a cargo de la CFE, con base en lo dispuesto en el Transitorio Cuarto del Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria y de la Ley Federal de Deuda Pública, publicado el 11 de agosto de 2014 en el Diario Oficial de la Federación. Si se elimina esta aportación extraordinaria, los ingresos de la empresa sumarían 303 mil 258 millones de pesos, es decir 3.5 por ciento menores que los aprobados; lo anterior, se debe principalmente a menores ingresos por ventas de servicios y menores ingresos adicionales.

En cuanto al gasto programable, en el PEF 2016 se aprobó un total de 299 mil 454 millones de pesos; sin embargo, al cierre del año se observa un gasto total de 317 mil 250.7 millones de pesos, es decir, 5.9 por ciento mayor. En los montos destinados a la inversión física, se puede observar que se aprobó un total de 36 mil 685 millones de pesos; sin embargo, el ejercicio se cerró en 35 mil 146 millones de pesos, lo que representó 4.2 por ciento menos que lo programado. (ver tabla 2)

El balance financiero y el techo de gasto en servicios personales de la CFE es autorizado anualmente por la Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación. Respecto a estas variables, se observa lo siguiente:

- El balance financiero al cierre ascendió a 161 mil 103.4 millones de pesos, más de 5 veces el monto aprobado en el PEF 2016 de 29 mil 920 millones de pesos. Lo anterior, se debe a la aportación de 161 mil 080 millones de pesos por parte del Gobierno Federal para cubrir obligaciones de pago de jubilaciones y pensiones a cargo de la CFE. De no ser por esa aportación, el balance financiero sería de 24 millones de pesos, cifra inferior a lo autorizado. De acuerdo con la Ley de la CFE, la CFE y sus empresas productivas subsidiarias “determinarán los ajustes que correspondan a sus presupuestos en caso de disminución de ingresos, para cumplir con la meta de balance financiero aprobada” (Art. 104, fr. V). Por lo anterior, se recomienda implemente los mecanismos necesarios para cumplir con la obligación de cumplimiento del balance financiero autorizado por el Congreso de la Unión.
- En el caso de los gastos en servicios personales, el Congreso autorizó un techo de 55 mil 409 millones de pesos. Al cierre, el gasto en este rubro fue de 52 mil 689.2 millones de pesos, es decir, aproximadamente 5 por ciento menor que el techo autorizado. Lo anterior, refleja los esfuerzos de la administración por reducir los gastos de la empresa.

## Indicadores con desviaciones mayores al 5% en el POA 2016

NO.	INDICADOR	UNIDAD	RESULTADO 2015	PROGRAMA 2015	PROGRAMA 2016	RAZÓN DE LA DESVIACIÓN	DESVIACIÓN R-P (%ABS META)
<b>GENERACIÓN</b>							
1	Reestructuración o retiro de centrales no competitivas	MW	477.611	444.50	0	No se realizó el retiro de las centrales no competitivas	-444.5 (100%)
2	Cumplimiento al mantenimiento de centrales termoeléctricas	%	63	100	86.61	Se llevaron a cabo 97 de los 112 mantenimientos. Algunos de los retrasos se debieron a requerimientos del CENACE.	-13.39 (13.39%)
3	Cumplimiento al mantenimiento de centrales hidroeléctricas	%	100	100	94.44	Se difirieron 7 mantenimientos en centrales hidroeléctricas.	-5.56 (5.56%)
4	Indisponibilidad por falla más decremento	%	2.07	2.09	4.89	Se presentaron fallas o decrementos en distintos equipos de unidades generadoras.	2.8 (133.9%)
5	Salidas por falla	NÚM.	1,360	1,094	1,512	Se presentaron mayores desconexiones de unidades generadoras del Sistema Eléctrico Nacional.	418 (38.2%)
<b>TRANSMISIÓN</b>							
6	Salidas por fallas en líneas de transmisión	NÚM.	0.71	0.70	0.80	Desviación por inicio de la temporada invernal e incremento de salidas por contaminación.	0.10 (14.2%)
7	Tiempo de interrupción por usuario en transmisión	MINUTOS	0.81	1	1.12	Se presentó una falla de alta resistencia en la Zona de Coatzacoalcos y presencia de vientos fuertes en la Zona Sur de la Región Baja California.	0.12 (12%)
8	Saídi en transmisión	MIN/USU	0.91	0.90	0.976	Se presentó una falla de alta resistencia en la Zona de Coatzacoalcos y presencia de vientos fuertes en la Zona Sur de la Región Baja California.	0.076 (8.44%)
<b>DISTRIBUCIÓN</b>							
9	Volumen de pérdidas de energía	TWH	40.639	38.10	40.01	Incremento de pérdidas en las divisiones Noroeste, Golfo Norte y Norte.	1.91 (5.01%)
10	Volumen de pérdidas de energía en distribución	TWH	36.373	33.56	35.53	Incremento de pérdidas en las divisiones Noroeste, Golfo Norte y Norte.	1.97 (5.8%)
11	Asertividad de la facturación	%	ND	80	60.87	No se concluyó la depuración del sistema de atención a solicitudes del cliente.	-19.13 (23.9%)
12	Construcción de líneas de media tensión	KM	2,054	1,247.9	1,170	Hubo retrasos en la obtención de permisos para cruces de autopistas concesionadas por la SCT.	-77.9 (6.4%)
13	Obras de modernización (corredor reforma)	%	20	46	33.12	La desviación se debe a diversas manifestaciones de carácter político y social en la delegación Cuauhtémoc.	-12.88 (28%)
<b>SUMINISTRO BÁSICO</b>							
14	Cartera vencida	MDP	43,319	36,140	38,637	Mayor cartera vencida de la programada por la persistencia de la cultura de no pago en distintas entidades de la república. Se observa una disminución respecto al resultado 2015	2,497 (6.9%)

Tabla 1

## Presupuesto Flujo de Efectivo 2015-2016 (millones de pesos)

CONCEPTO	CIERRE 2015	APROBADO 2016	CIERRE 2016	VARIACIÓN ABSOLUTA CIERRE 2016 VS		VARIACIÓN REAL % CIERRE 2016 VS		VARIACIÓN NOMINAL % CIERRE 2016 VS	
				CIERRE 2015	APRO 2016	CIERRE2015	APRO 2016	CIERRE 2015	APRO 2016
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>343,768.5</b>	<b>314,540.6</b>	<b>464,338.7</b>	<b>120,570.1</b>	<b>149,798.1</b>	<b>30.7</b>	<b>47.6</b>	<b>35.1</b>	<b>47.6</b>
Venta de Servicios	293,792.2	300,043.6	295,210.6	1,418.4	4,833.0	2.8	1.6	0.5	1.6
Ingresos Diversos	49,976.3	14,497.0	169,128.1 <sup>1/</sup>	119,151.8	154,631.1	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>301,757.4</b>	<b>299,454.2</b>	<b>317,250.7</b>	<b>15,493.3</b>	<b>17,796.5</b>	<b>1.7</b>	<b>5.9</b>	<b>5.1</b>	<b>5.9</b>
<b>GASTO CORRIENTE</b>	<b>267,041.4</b>	<b>262,222.5</b>	<b>285,643.8</b>	<b>18,602.4</b>	<b>23,421.3</b>	<b>3.5</b>	<b>8.9</b>	<b>7.0</b>	<b>8.9</b>
Servicios Personales	52,110.3	55,409.5	52,689.2	579.0	2,720.3	2.2	4.9	1.1	4.9
Materiales y Suministros	94,824.0	86,848.3	102,916.2	8,092.2	16,067.9	5.0	18.5	8.5	18.5
Pago de Combustibles a Pemex	43,831.9	19,358.8	34,356.5	9,475.4	14,997.7	24.2	77.5	21.6	77.5
Otros	50,992.1	67,489.5	68,559.7	17,567.6	1,070.2	30.1	1.6	34.5	1.6
Servicios Generales	28,712.4	28,018.0	26,486.6	2,225.8	1,531.4	10.8	5.5	7.8	5.5
Pensiones y jubilaciones	32,092.2	32,620.3	35,128.2	3,036.0	2,507.9	5.9	7.7	9.5	7.7
Pagos relativos a Pldiregas	58,151.4	57,959.7	67,516.1	9,364.7	9,556.4	12.3	16.5	16.1	16.5
Cargos fijos	21,860.2	22,353.2	27,540.6	5,680.4	5,167.4	21.9	23.2	26.0	23.2
Cargos variables	36,291.2	35,606.5	39,975.5	3,684.2	4,369.0	6.6	12.3	10.2	12.3
Otras Erogaciones	1,151.1	1,366.7	907.5	243.7	459.2	23.7	33.6	21.2	33.6
<b>INVERSIÓN FÍSICA</b>	<b>34,778.7</b>	<b>36,685.7</b>	<b>35,146.3</b>	<b>367.7</b>	<b>1,539.4</b>	<b>2.2</b>	<b>4.2</b>	<b>1.1</b>	<b>4.2</b>
Pago de Pldiregas	13,800.7	17,378.0	16,396.8	2,596.1	981.2	14.9	5.6	18.8	5.6
Inversión	20,978.0	19,307.7	18,749.6	2,228.4	558.2	13.5	2.9	10.6	2.9
<b>INVERSIÓN FINANCIERA</b>	<b>2.7</b>	<b>0.0</b>	<b>30.0</b>	<b>27.3</b>	<b>30.0</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
OPERACIONES AJENAS NETAS	65.4	546.0	3,569.4	3,504.1	4,115.4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
<b>BALANCE DE OPERACIÓN</b>	<b>42,011.2</b>	<b>15,086.4</b>	<b>147,088.0</b>	<b>105,076.8</b>	<b>132,001.6</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
TRANSFERENCIAS	317.5	30,000.0	30,000.0	29,682.5	0.0	n.a.	0.0	n.a.	0.0
<b>BALANCE PRIMARIO</b>	<b>42,328.6</b>	<b>45,086.4</b>	<b>177,088.0</b>	<b>134,759.3</b>	<b>132,001.6</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>COSTO FINANCIERO NETO</b>	<b>13,503.1</b>	<b>15,165.6</b>	<b>15,984.6</b>	<b>2,481.5</b>	<b>819.0</b>	<b>14.5</b>	<b>5.4</b>	<b>18.4</b>	<b>5.4</b>
<b>BALANCE FINANCIERO</b>	<b>28,825.6</b>	<b>29,920.8</b>	<b>161,103.4</b>	<b>132,277.8</b>	<b>131,182.6</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>ENDEUDAMIENTO NETO</b>	<b>15,371.1</b>	<b>12,500.0</b>	<b>5,398.5</b>	<b>9,972.6</b>	<b>7,101.5</b>	<b>66.0</b>	<b>56.8</b>	<b>64.9</b>	<b>56.8</b>
Variación de Disponibilidades (Aumento)	796.7	42,420.8	166,501.8	165,705.2	124,081.0	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.
Inicial	34,791.7	33,075.2	35,588.4	796.7	2,513.1	1.0	7.6	2.3	7.6
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	43,400.0	0.0	0.0	43,400.0	0.0	100.0	n.a.	100.0	n.a.
<b>Final</b>	<b>35,588.4</b>	<b>75,496.0</b>	<b>202,090.2</b>	<b>166,501.8</b>	<b>126,594.2</b>	<b>n.a.</b>	<b>167.7</b>	<b>n.a.</b>	<b>167.7</b>

<sup>1/</sup> Incluye 161,080.2 millones de pesos de la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de la Comisión Federal de Electricidad.

## PROGRAMA FINANCIERO ANUAL 2016

El 10 de diciembre de 2015, el Consejo de Administración aprobó, junto con el Plan de Negocios 2016-2020, el Programa Financiero Anual 2016. En éste se establecen las metas de resultado neto en el balance financiero de la empresa. En el caso del Programa 2016, se incluyeron dos escenarios: uno con mejoras de procesos (E1) y otro con esas mejoras más la reducción del pasivo laboral en el modelo financiero (E2). En la siguiente tabla se muestra el comparativo entre los dos escenarios financieros para 2016 y los resultados obtenidos en el año.

### Plan financiero 2016 vs Estados de resultados

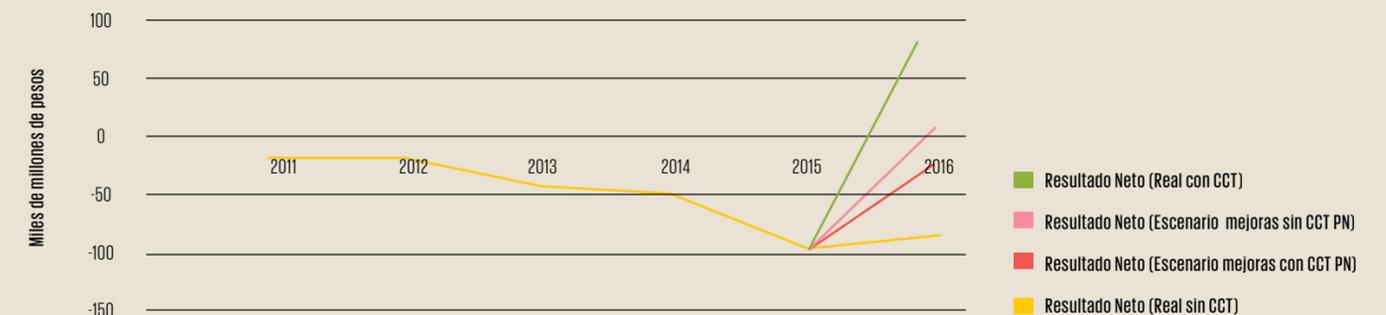
CIFRAS EN MDP	PROGRAMA FINANCIERO ANUAL 2016 (1)		ESTADO DE RESULTADOS AUDITADO (2) (25/04/2017)	
	E1 PDN2016	E2 PDN2016	REAL CON CCT	REAL SIN CCT
INGRESOS TOTALES	\$ 341,221.00	\$ 341,221.00	\$ 352,105.74	\$ 352,105.74
COSTOS TOTALES	\$ 331,169.00	\$ 311,869.00	\$ 275,816	\$ 436,929
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$ 10,052.00	\$ 29,352.00	\$ 142,130.51	-\$ 18,949.49
COSTO DE FINANCIAMIENTO	\$ 25,460.00	\$ 25,460.00	\$ 65,840.17	\$ 65,840.17
RESULTADO NETO (3)	-\$ 15,408.00	\$ 3,892.00	\$ 76,256.15	-\$ 84,823.83

Programa presentado al Consejo de Administración el 10 de diciembre de 2015 y aprobado bajo el acuerdo CA 105/2015  
Presentación de Estados Financieros para el Comité de Auditoría enviada el 23 de abril de 2014  
Para el resultado neto se incluyen impuestos por \$34,179,000 pesos.

Como se puede apreciar, sin tomar en cuenta la aportación extraordinaria del Gobierno Federal por la renegociación del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT) de aproximadamente 161 mil 080 millones de pesos, el total de costos estaría por encima del proyectado en los escenarios del Programa 2016; lo anterior, se debe principalmente al aumento en el costo de los energéticos y otros gastos. En cuanto al costo de financiamiento, los escenarios planteados en 2015 preveían un tipo de cambio de 16.9 pesos por dólar, con poca fluctuación, por lo que el costo de financiamiento era el reflejo del pago de intereses. En el cierre financiero, el costo de financiamiento fue 1.6 veces mayor que el proyectado, principalmente por las fluctuaciones cambiarias.

En cuanto al resultado neto, se observa una divergencia importante. En el escenario de mejoras, para 2016, se esperaba un resultado positivo de 3 mil 892 millones de pesos, al cierre del año, en el escenario en el que se toma en cuenta la aportación del Gobierno Federal por el CCT; mientras que en el escenario con mejoras de procesos se observa un resultado negativo de 15 mil 408 millones de pesos. Con las cifras al cierre 2016, se observa que, sin tomar en cuenta el efecto del CCT, el resultado neto es negativo en 84 mil 823 millones de pesos, mientras que con la aportación del Gobierno Federal el resultado del año es positivo en 76 mil 256 millones de pesos.

### Resultados esperados y reales 2016 (PDN 2016 vs Estados al cierre)



Las proyecciones del resultado neto de la gráfica 1 muestran que, tomando en cuenta el efecto del CCT, el resultado es mejor que lo previsto en los escenarios del Programa financiero anual. Asimismo, es importante destacar que el cierre del periodo coincide con las proyecciones en el cambio de tendencia de los resultados del periodo.

## PLAN DE NEGOCIOS 2016-2020

Los avances del Plan de Negocios 2016-2020 fueron reconocidos en su actualización de 2017. Entre los principales avances se encuentran los siguientes:

### Reestructuración del pasivo laboral

La CFE y el SUTERM acordaron un nuevo CCT en el primer trimestre de 2016 que garantiza la sostenibilidad del pasivo laboral en el largo plazo. Este logro es un importante éxito para toda la organización y sus trabajadores. La aprobación del nuevo CCT es un factor clave para asegurar la estabilidad financiera futura de la CFE. Tomando en cuenta la reestructura del pasivo y la aportación equivalente del Gobierno Federal, se logró reducir en 42 por ciento.

### Términos para la Estricta Separación Legal (TESL)

El 11 de enero de 2016 fueron publicados en el Diario Oficial de la Federación los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad. En éstos se plantearon las empresas subsidiarias y filiales con que podría contar la empresa. Aquellos negocios que competirán entre sí y otras empresas con actividades independientes. A final de 2016, el grupo de empresas que conforman la CFE son las siguientes:

- a) Empresas Productivas Subsidiarias, empresas productivas del Estado con personalidad jurídica y patrimonio propio:
  - I. CFE Generación I;
  - II. CFE Generación II;
  - III. CFE Generación III;
  - IV. CFE Generación IV;
  - V. CFE Generación V;
  - VI. CFE Generación VI;
  - VII. CFE Transmisión;
  - VIII. CFE Distribución; y
  - IX. CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- b) Empresas Filiales, en las que participe, directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social, con independencia de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o a la extranjera; no serán entidades paraestatales y tendrán la naturaleza jurídica y se organizarán conforme al derecho privado del lugar de su constitución o creación:
  - I. CFE Calificados S.A. de C.V.;
  - II. CFEEnergía S.A. de C.V.;
  - III. CFE Internacional LLC; y
  - IV. CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V.De acuerdo con los propios TESL, la CFE tendrá que realizar una auditoría sobre la separación, que se llevará a cabo a finales de 2017.

### Reducción de pérdidas

La CFE ha logrado un avance importante en los indicadores de pérdidas con respecto al año pasado, alcanzando un indicador de pérdidas acumuladas (pérdidas técnicas y no técnicas) de 12.36 por ciento para diciembre de 2016. Esto representa una disminución del índice de pérdidas de 0.75 por ciento respecto de diciembre de 2015 y de 1.49 por ciento con respecto a diciembre de 2014; sin embargo, la administración estimó la reducción de pérdidas en 1 por ciento anual. Hay un avance significativo en la trayectoria de reducción de pérdida, alcanzando los niveles previos a la incorporación de los sistemas de Luz y Fuerza. Estos índices hablan de los sistemas de Distribución e incluyen alta tensión (que a partir de noviembre se transfieren a Transmisión). Las pérdidas de Transmisión, que son sólo técnicas, representan 1.64 por ciento al sistema.

*La CFE y el SUTERM acordaron un nuevo CCT en el primer trimestre de 2016 que garantiza la sostenibilidad del pasivo laboral en el largo plazo. Este logro es un importante éxito para toda la organización y sus trabajadores.*

CFE Distribución elaboró un plan para reducir las pérdidas intentando seguir la trayectoria que establece el regulador para cumplir con el objetivo final de 5 por ciento en pérdidas técnicas y 5 por ciento de pérdidas no técnicas para 2018-2019.

### Reducción de cartera vencida

Para mejorar la situación del Suministrador Básico se definió la disminución de la cartera vencida en el PDN 2016-2020 como un tema crítico. Para el año 2016, se programó reducir la cartera a 36 mil 140 millones de pesos, al cierre del año el resultado fue de 38 mil 637 millones; que, si bien es superior al programado, es 11 por ciento menor que el resultado al cierre de 2015.

## CONCLUSIONES

Al cierre de 2016 se deben reconocer los avances de la administración de la empresa en los distintos rubros mencionados arriba. Sin embargo, los resultados financieros y presupuestarios dejan claro que se requiere un mayor esfuerzo en la reducción de costos de la empresa. La CFE debe de hacer comparativos constantes con referencias internacionales para fijar sus metas futuras de eficiencia. Lo anterior, se debe de ver reflejado en un cambio de cultura laboral y de visión empresarial que sean acordes al mandato de ley que tiene la empresa a partir de la reforma energética: generar valor y rentabilidad para el Estado Mexicano.

Adicionalmente, la separación legal implica un reto de gobernanza para una empresa que durante décadas operó como verticalmente integrada. Por lo que se recomienda fortalecer los mecanismos de gobierno corporativo. Especialmente, se debe asegurar el cumplimiento de lo dispuesto por la legislación en materia de competencia económica y la adopción de las mejores prácticas internacionales en la materia.

Finalmente, se requiere el establecimiento de indicadores clave que permitan dar seguimiento a lo dispuesto en el plan de negocios de la empresa. Sobre todo, en materia financiera, proyectos de inversión y reducción de costos. Con lo anterior, el Consejo de Administración contará con mejores herramientas para visualizar el conjunto de actividades de la empresa.



## Estados Financieros

- Estados Consolidados Condensados de Resultados Integrales
- Estados Consolidados de Situación Financiera
- Estados Consolidados Condensados de Cambios en el Patrimonio
- Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo
- Políticas y Criterios de la Información Financiera
- Estados Financieros 2016 vs Plan de Negocios 2016-2020

## Presupuesto de Egresos

- Presupuesto Ejercido Histórico 2012 - 2016
- Adecuaciones Presupuestales 2016
- Evolución del Ingreso y Gasto 2014 - 2016

## Deuda Documentada y PIDIREGA

## Proyectos de Infraestructura

## Fundamento legal de las tarifas eléctricas aplicadas por la CFE

### Estados Consolidados Condensados de Resultados Integrales

Al 31 de diciembre de 2016 Y 2015

(millones de pesos)

4TO TRIMESTRE						ACUMULADO				
2016	%	2015	%	2016 VS 2015		DIC 16	%	DIC 15	%	2016 VS 2015
\$102,497	100%	\$75,325	100%	36%	INGRESOS	\$352,106	100%	\$304,765	100%	15.5%
\$89,801	88%	\$78,020	104%	15%	INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	\$316,212	90%	\$303,419	100%	4.2%
\$1,060	1%	\$0	0%	NA	INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	\$2,171	1%	\$0	0%	NA
\$9,000	9%	\$0	0%	NA	INGRESOS POR SUBSIDIO	\$30,000	9%	\$0	0%	NA
\$2,696	3%	(\$2,695)	-4%	198%	OTROS INGRESOS Y GANANCIAS	\$3,723	1%	\$1,346	0%	176.6%
\$76,164	74%	\$57,146	76%	33%	COSTOS	\$249,227	71%	\$222,726	73%	11.9%
\$52,374	51%	\$31,802	42%	65%	ENERGÉTICOS Y OTROS COMBUSTIBLES	\$158,292	45%	\$138,445	45%	14.3%
\$14,270	14%	\$14,684	19%	-3%	REMUNERACIONES	\$55,344	16%	\$54,213	18%	2.1%
\$11,857	11%	\$10,250	14%	14%	MANTENIMIENTO, MATERIALES Y SERVICIOS GENERALES	\$29,529	8%	\$28,073	9%	5.2%
\$623	1%	\$410	1%	52%	IMPUESTOS Y DERECHOS	\$2,542	1%	\$1,996	1%	27.4%
(\$2,760)	-3%	\$0	0%	NA	COSTOS DEL MEM	\$3,519	1%	\$0	0%	NA
\$26,333	26%	\$18,179	24%	45%	RESULTADO ANTES DE OTROS COSTOS	\$102,879	29%	\$82,039	27%	25.4%
\$24,574	24%	\$34,380	46%	-29%	OTROS COSTOS	(\$39,251)	-11%	\$116,594	38%	-133.7%
\$1,104	1%	\$21,639	29%	-95%	COSTOS DE OBLIGACIONES LABORALES	(\$111,828)	-32%	\$68,564	22%	-263.1%
\$12,100	12%	\$12,551	17%	-4%	DEPRECIACIÓN	\$53,384	15%	\$45,473	15%	17.4%
\$11,370	11%	\$190	0%	5887%	OTROS GASTOS	\$19,192	5%	\$2,557	1%	650.6%
\$1,759	2%	(\$16,200)	-22%	-111%	RESULTADO DE OPERACIÓN	\$142,131	40%	(\$34,555)	-11%	-511.3%
(\$25,416)	-25%	(\$11,576)	-15%	120%	COSTO DE FINANCIAMIENTO	(\$65,840)	-19%	(\$59,357)	-19%	10.9%
(\$7,597)	-7%	(\$7,833)	-10%	3%	INGRESOS/(GASTOS) FINANCIEROS NETOS	(\$33,093)	-9%	(\$21,988)	-7%	50.5%
(\$17,819)	-17%	(\$3,744)	-5%	376%	UTILIDAD/(PÉRDIDA) CAMBIARIA	(\$32,748)	-9%	(\$37,369)	-12%	-12.4%
(\$23,657)	-23%	(\$27,776)	-37%	-15%	RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	\$76,290	22%	(\$93,912)	-31%	-181.2%
\$34	0%	\$0	0%	NA	IMPUESTOS	\$34	0%	\$0	0%	NA
(\$23,691)	-23%	(\$27,776)	-37%	-15%	RESULTADO NETO	\$76,256	22%	(\$93,912)	-31%	-181.2%
\$334,897	327%	(\$21,991)	-21%	1623%	OTRAS PARTIDAS DE PÉRDIDA INTEGRAL	\$334,494	95%	(\$24,627)	-7%	-1321.0%
\$311,206	304%	(\$49,766)	-49%	725%	RENDIMIENTO NETO INTEGRAL CONSOLIDADO DEL PERIODO	\$410,749	117%	(\$118,539)	-34%	-418.0%
\$5,253	5%	\$8,167	11%	-36%	EBITDA	\$48,524		\$47,353	16%	2.5%

1 Resultado de Operación + Depreciación + Costo de obligaciones laborales - Pago de pensiones y primas de antigüedad.

### Estados Consolidados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2016 Y 2015

(millones de pesos)

	DIC 2016	%	DIC 2015	%	2016 VS 2015
<b>ACTIVO</b>					
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>	<b>\$126,007</b>	<b>9%</b>	<b>\$137,485</b>	<b>11%</b>	<b>-8%</b>
Efectivo, equivalentes y otras inversiones (NOTA 5)	\$42,267	3%	\$35,597	3%	19%
Cuentas por cobrar (NOTA 6)	\$69,714	5%	\$86,356	7%	-19%
Materiales para operación (NOTA 7)	\$14,026	1%	\$15,531	1%	-10%
Préstamos a los trabajadores	\$11,194	1%	\$10,061	1%	11%
Plantas, instalaciones y equipos (NOTA 8)	\$1,253,367	87%	\$1,061,862	85%	21%
Instrumentos financieros derivados (NOTA 9)	\$15,646	1%	\$2,353	0%	565%
Otros activos	\$32,644	2%	\$41,631	3%	-22%
<b>TOTAL DE ACTIVO</b>	<b>\$1,438,858</b>	<b>100%</b>	<b>\$1,253,392</b>	<b>100%</b>	<b>17%</b>
<b>PASIVO</b>					
<b>A CORTO PLAZO</b>	<b>\$106,714</b>	<b>7%</b>	<b>\$102,823</b>	<b>9%</b>	<b>4%</b>
Deuda a corto plazo	\$41,728	3%	\$40,837	4%	2%
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	\$61,873	4%	\$59,902	5%	3%
Impuestos y derechos por pagar	\$3,112	0%	\$2,083	0%	49%
<b>A LARGO PLAZO</b>	<b>\$825,253</b>	<b>56%</b>	<b>\$1,020,622</b>	<b>91%</b>	<b>-19%</b>
Deuda a largo plazo	\$413,981	28%	\$353,590	31%	17%
Obligaciones laborales	\$361,114	25%	\$625,084	56%	-42%
Otros pasivos a largo plazo	\$50,157	3%	\$41,949	4%	20%
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>\$931,966</b>	<b>63%</b>	<b>\$1,123,445</b>	<b>100%</b>	<b>-17%</b>
Patrimonio	\$540,697	37%	\$129,947	10%	316%
<b>PASIVO + PATRIMONIO</b>	<b>\$1,438,858</b>	<b>0%</b>	<b>\$1,253,392</b>	<b>0%</b>	<b>17%</b>

### Estados Consolidados Condensados de Cambios en el Patrimonio

Al 31 de diciembre de 2016 Y 2015

(millones de pesos)

	APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL	APORTACIONES NO EXHIBIDAS DEL GOBIERNO FEDERAL	APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL EN ESPECIE	PATRIMONIO ACUMULADO	ENTERO DEL APROVECHAMIENTO	OTRAS PARTIDAS DE UTILIDAD INTEGRAL	PÉRDIDA NETA DEL PERIODO	TOTAL
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014</b>	\$28,402	\$ -	\$ -	\$68,106	\$(31,518)	\$137,386	\$(46,832)	155,544
TRASPASO DE SALDOS DEL AÑO ANTERIOR	(28,402)	-	-	(49,948)	31,518	-	46,832	0
APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL	5	-	-	-	-	-	-	5
TRANSFERENCIA DE RECURSOS AL CENACE	-	-	-	(2,068)	-	-	-	(2,068)
APORTACIONES RECIBIDAS	-	-	95,004	-	-	-	-	95,004
PÉRDIDA INTEGRAL	-	-	-	-	-	(24,627)	(93,912)	(118,539)
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015</b>	<b>\$5</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$95,004</b>	<b>\$16,090</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$112,759</b>	<b>\$(93,912)</b>	<b>\$129,947</b>
TRASPASO DE SALDOS DEL AÑO ANTERIOR	-	-	-	(93,912)	-	-	93,912	-
APORTACIONES DEL GOBIERNO FEDERAL	-	-	-	-	-	-	-	-
UTILIDAD INTEGRAL	-	-	-	-	-	334,494	76,256	410,750
<b>SALDOS AL 31 DE DICIEMBRE DE 2016</b>	<b>\$5</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$95,004</b>	<b>\$(77,822)</b>	<b>\$ -</b>	<b>\$413,447</b>	<b>\$76,256</b>	<b>\$ 540,697</b>

# POLÍTICAS Y CRITERIOS DE LA INFORMACIÓN FINANCIERA

## Estados Consolidados Condensados de Flujos de Efectivo

Al 31 de diciembre de 2016 Y 2015

(millones de pesos)

	DIC 2016	DIC 2015
<b>ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>		
<b>UTILIDAD (PÉRDIDA) ANTES DE IMPUESTOS A LA UTILIDAD</b>	<b>76,256</b>	<b>93,912</b>
<b>PARTIDAS EN RESULTADOS QUE NO AFECTARON EFECTIVO</b>		
DEPRECIACIÓN Y AMORTIZACIÓN	53,348	45,252
BAJA DE PLANTAS	10,132	3,417
COSTO DEL PERIODO POR OBLIGACIONES LABORALES	(111,828)	68,564
PÉRDIDA EN CAMBIOS, INTERESES A CARGO Y VALOR RAZONABLE DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS	50,218	42,219
OTRAS PARTIDAS	2,926	(2,094)
<b>CAMBIOS EN ACTIVOS Y PASIVOS DE OPERACIÓN</b>		
CUENTAS POR COBRAR	16,642	(4,745)
MATERIALES PARA OPERACIÓN	1,506	5,748
IMPUESTOS Y DERECHOS POR PAGAR	1,029	(2,501)
OTROS ACTIVOS	(12,409)	(2,885)
PROVISIONES Y PASIVOS ACUMULADOS	10,178	15,649
PAGO DE BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	(35,162)	(32,129)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO GENERADOS POR ACTIVIDADES DE OPERACIÓN</b>	<b>62,834</b>	<b>42,584</b>
<b>ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>		
<b>ADQUISICIÓN DE INMUEBLES, MAQUINARIA Y EQUIPO, NETO</b>	<b>(53,937)</b>	<b>(30,477)</b>
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO UTILIZADOS EN ACTIVIDADES DE INVERSIÓN</b>	<b>(53,937)</b>	<b>(30,477)</b>
<b>ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>		
CONTRATACIÓN DE DEUDA	73,191	49,201
PAGO DE DEUDA	(59,015)	(47,631)
INTERESES PAGADOS	(15,697)	(13,848)
COBRO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS	2,562	1,081
PAGO DE INSTRUMENTOS FINANCIEROS	(3,271)	(1,634)
<b>FLUJOS NETOS DE EFECTIVO UTILIZADOS EN ACTIVIDADES DE FINANCIAMIENTO</b>	<b>(2,229)</b>	<b>(12,830)</b>
<b>INCREMENTO NETO DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO</b>	<b>6,670</b>	<b>-723</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL PRINCIPIO DE PERIODO</b>	<b>35,597</b>	<b>36,320</b>
<b>EFFECTIVO Y EQUIVALENTES DE EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>	<b>42,267</b>	<b>35,597</b>

### (Resumen de las notas a los estados financieros)

#### 1. Bases de formulación de estados financieros consolidados

##### a) Bases de preparación

Los estados financieros consolidados han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), metodología emitida por el International Accounting Standard Board (IASB).

Los estados financieros consolidados han sido preparados sobre la base de costo histórico, excepto por ciertos instrumentos financieros y los inmuebles de la Empresa, los cuales se reconocen a su valor razonable.

##### b) Moneda funcional y de presentación

Los estados financieros consolidados y sus notas se presentan en moneda de informe a pesos mexicanos, que es la misma que la moneda funcional y la moneda local.

##### c) Estados consolidados de resultados integrales

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

#### 2. Resumen de las principales políticas contables

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

##### a. Bases de consolidación

Los estados financieros consolidados intermedia incluyen las cuentas de la CFE y de aquellas empresas productivas subsidiarias (EPS), empresas filiales y fideicomisos sobre los que se ejerce control.

La tenencia accionaria en las principales subsidiarias, afiliadas y fideicomisos, sobre las que CFE mantiene control al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

- CFE Distribución EPS, CFE Transmisión EPS, CFE Generación I EPS, CFE Generación II EPS, CFE Generación III EPS, CFE Generación IV EPS, CFE Generación V EPS, CFE Generación VI EPS y CFE Suministrador de Servicios Básicos EPS. Al 31 de diciembre de 2016, no se han efectuado las aportaciones iniciales correspondientes.

- CFE posee inversiones en acciones en la empresa Suministro Calificado. Se efectuó una aportación inicial el 27 de septiembre de 2016 por \$19,980 y una segunda aportación el 29 de septiembre de 2016 por \$10,020.

- CFE International LLC. La aportación inicial asciende a \$100,000 usd, con participación accionaria del 100%.

- CFE posee el control absoluto de CFenergía, S.A. de C.V. La aportación inicial asciende a \$1,000 con una participación accionaria del 100%.

- Los fideicomisos en los cuales CFE ejerce control, los mismos se detallan a continuación:

FIDEICOMISO	PARTICIPACIÓN DE CFE			TIPO DE PROYECTO
	FIDEICOMITENTE	FIDEICOMISARIO	FIDUCIARIO	
FIDEICOMISO DE ADMINISTRACIÓN Y TRASLATIVO DE DOMINIO 2030	CFE	EN PRIMER LUGAR: LOS ADJUDICATARIOS DE LOS CONTRATOS. EN SEGUNDO LUGAR: CFE	BANOBRAS, S. N. C.	INVERSIÓN CONDICIONADA
FIDEICOMISO PARA LA CONSTITUCIÓN DE UN FONDO REVOLVENTE DE FINANCIAMIENTO PARA EL PROGRAMA DE AISLAMIENTO TÉRMICO DE LA VIVIENDA EN EL VALLE DE MEXICALI B.C.	CFE	CFE	BANOBRAS, S. N. C.	AHORRO DE ENERGÍA
FIDEICOMISO DE GASTOS PREVIOS	CFE	CFE	BANCOMEXT, S. N. C.	INVERSIÓN DIRECTA

b. Transacciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades del Grupo en las fechas de las transacciones.Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras a la fecha de balance son reconvertidos a la moneda funcional a la tasa de cambio de esa fecha. Los activos y pasivos no monetarios que son valorizados al valor razonable en una moneda extranjera, son reconvertidos a la moneda funcional a la tasa de cambio a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se midan en términos de costo histórico, se convertirán utilizando la tasa de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias en conversión de moneda extranjera generalmente se reconocen en resultados.

Sin embargo. las diferencias en moneda extranjera surgidas de la conversión de las siguientes partidas se reconocen en otros resultados integrales:

- instrumentos de patrimonio disponibles para la venta (excepto en caso de deterioro cuando las diferencias de moneda extranjera que se hayan reconocido en otros resultados integrales se reclasifican a resultados);

- un pasivo financiero designado como cobertura de la inversión neta en un negocio en el extranjero siempre que la cobertura sea eficaz; y

- coberturas de flujo de efectivo calificadas siempre que la cobertura sea eficaz.

c. Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

d. Inventario de materiales para operación y costo de consumos

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

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

e. Plantas, instalaciones y equipo

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

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

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, sólo de la infraestructura eléctrica, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. La Empresa llevará acabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años se evaluará la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera en forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

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

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

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

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

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de revaluación atribuible a la reserva de reva-

luación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

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

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

II. Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

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

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

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

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

Los terrenos no son sujetos de depreciación.

Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros

que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

El valor de las plantas, instalaciones y equipo se revisa anualmente por indicios de deterioro en el valor de dichos activos. En los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no se reconocieron pérdidas por deterioro.

f. Plantas, instalaciones y equipo en arrendamiento

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

g. Activos intangible

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

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

h. Activos y pasivos financieros

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

**Activos financieros**

Los activos financieros se clasifican en alguna de las siguientes categorías: Activos financieros a valor razonable con cambios a través de resultados, inversiones mantenidas al vencimiento, activos financieros disponibles para la venta y

préstamos y cuentas por cobrar. La clasificación depende de la naturaleza y propósito del activo financiero y se determina al momento del reconocimiento inicial.

**Préstamos y cuentas por cobrar**

Las cuentas por cobrar y préstamos son instrumentos financieros con pagos fijos o determinables que no se negocian en un mercado activo. Los préstamos y cuentas por cobrar (incluyendo las cuentas por cobrar, deudores comerciales y otras cuentas por cobrar) se valúan a costo amortizado usando el método de interés efectivo, y se sujetan a pruebas de deterioro.

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

Los ingresos por intereses se reconocen aplicando la tasa efectiva de interés, excepto por las cuentas por cobrar a corto plazo cuando el reconocimiento de intereses sería inmaterial.

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

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

-Instrumentos financieros disponibles para su venta

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

-Bajas de activos financieros.

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

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

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

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

-Pasivos financieros

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

-Bajas de pasivos financieros

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

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

-Compensación

Los activos y pasivos financieros son compensados y el monto neto es presentado en el estado

de situación financiera cuando, y solo cuando, la empresa cuenta con un derecho legal exigible para compensar los montos reconocidos, y existe la intención de liquidarlos sobre una base neta, o de realizar los activos y liquidar los pasivos simultáneamente.

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

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

i. Instrumentos Financieros Derivados

Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable en los estados de situación financiera. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados contratados se determina mediante técnicas de valuación comúnmente aceptadas. Acorde con la estrategia de riesgos celebramos contratos de instrumentos financieros derivados para mitigar la exposición cambiaria y de tasas de interés, a través de la contratación de swaps de tasa de interés, cross currency swap y forwards de moneda extranjera.

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

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

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

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

j. Beneficios a los empleados

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

Beneficios directos a los empleados.

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

Beneficios a los empleados por pensiones y otros.

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

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

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

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

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

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

k. Impuesto sobre la renta

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

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

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

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

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

-Impuestos sobre ventas

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

El impuesto sobre ventas pagado en la adquisición de algún activo o por la prestación de un servicio no sea recuperable, en cuyo caso dicho impuesto forma parte del valor del activo o del gasto, según corresponda.

Las cuentas por cobrar y por pagar, que se presentan en nuestro estado de situación financiera incluyan dicho impuesto.

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

l.Reconocimiento de ingresos

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

m. Operaciones en moneda extranjera

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

n. Productos por realizar

Las aportaciones recibidas de clientes para proveer servicio de conexión y suministro de energía eléctrica se registran como un producto por realizar, el cual se amortizará de acuerdo con la vida útil del activo que financian dichas aportaciones. Debido a que los contratos de suministro de energía eléctrica tienen una duración indefinida, el cual se reconoce en resultados de acuerdo con la vida útil del activo que financian dichas aportaciones.

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

o. Cuentas por pagar, pasivos acumulados y provisiones

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

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

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

p. Uso de juicios estimación

En la preparación de los estados financieros realizamos estimaciones respecto a diversos conceptos, algunos de estos conceptos son altamente inciertos y las estimaciones involucran opiniones a las que se llega con base en la información que tenemos disponible. En los siguientes párrafos, mencionamos varios asuntos, que hemos identificado, que podrían afectar de manera importante nuestros estados financieros si

se llegaran a utilizar estimaciones diferentes a las que razonablemente podríamos haber utilizado, o si en el futuro cambiamos nuestras estimaciones como consecuencia a cambios que probablemente puedan suceder.

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

-Valor razonable de activos y pasivos  
Tenemos activos y pasivos financieros sustanciales que reconocemos a su valor razonable, que es una estimación del monto al cual dichos activos y pasivos podrían intercambiarse en una transacción actual entre partes dispuestas a realizarla. Las metodologías e hipótesis que usamos para estimar el valor razonable varían acorde al instrumento financiero como sigue:

Reconocemos el efectivo y equivalentes de efectivo, cuentas por cobrar comerciales y cuentas por pagar comerciales, además de otros pasivos a la fecha del estado de situación financiera a su valor nominal.

Reconocemos los instrumentos que cotizan en los mercados a los precios en dichos mercados a la fecha del estado de situación financiera.

Los instrumentos financieros que no cotizan en algún mercado, como lo son los créditos bancarios y obligaciones por arrendamientos financieros, se reconocen descontando los flujos futuros de efectivo utilizando tasas de interés para instrumentos similares.

Aplicamos diversas técnicas de valuación, tales como efectuar cálculos de valor presente para los instrumentos financieros derivados.

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

-Vida útil de nuestras plantas, instalaciones y equipo  
Depreciamos nuestras plantas, instalaciones y equipos en operación considerando una vida útil estimada.

En la determinación de la vida útil, consideramos las condiciones particulares de operación y mantenimiento de cada uno de nuestros activos, así como la experiencia histórica con cada tipo de activo, los cambios en tecnologías y diversos factores, incluyendo las prácticas de otras empresas de energía. Anualmente revisamos las vidas útiles de nuestros activos con la finalidad de determinar si es necesario modificarla. La vida útil pudiera modificarse por cambios en el nú-

mero de años en el que utilizaremos los activos, o bien por cambios en la tecnología o en el mercado u otros factores. Si llegáramos a acortar la vida útil de nuestros activos, tendríamos un mayor gasto por concepto de depreciación.

-Deterioro del valor de nuestros activos de larga duración

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

-Impuestos diferidos

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

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

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

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

-Provisiones

Las provisiones las reconocemos cuando tenemos una obligación presente, que resulta de eventos pasados y cuya liquidación requiere la salida de recursos que podemos medir de manera confiable, y la cual estimamos probable. El monto de provisiones que hemos reconocido, es la mejor estimación que ha hecho nuestra admi-

nistración respecto del gasto que requeriremos para cumplir con las obligaciones, tomando en cuenta toda la información disponible a la fecha de los estados financieros, la cual incluye la opinión de expertos externos como consejeros legales o consultores. Las provisiones se ajustan para reconocer los cambios en las circunstancias de los asuntos actuales, y por el surgimiento de nuevas obligaciones.

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

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

-Obligaciones laborales

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

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

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

-Estimación para cuentas de cobro dudoso

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

q. Reclasificaciones

Algunas de las cifras de los estados financieros de 2015 han sido reclasificadas para comparar su presentación con la utilizada en 2016. Los efectos de estas reclasificaciones se aplicaron retrospectivamente a la información financiera al 31 de diciembre de 2015 conforme a lo siguiente: El total del activo presentado en los estados financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2015 era de \$1,291,432,877, como resultado de las reclasificaciones efectuadas por (\$38,040,995) para efectos comparativos, se presenta un monto de \$1,253,391,882 en la información adjunta.

La presentación de costos y gastos por naturaleza utilizada en la preparación del estado de resultado integral consolidado condensado, es diferente a la utilizada de los últimos estados financieros anuales, ya que la Administración

	ESTADOS FINANCIEROS DICTAMINADOS 2015	RECLASIFICACIONES	ESTADOS FINANCIEROS RECLASIFICADOS 2015
ACTIVO			
PLANTAS, INSTALACIONES Y EQUIPO	\$1,085,937,569	(\$24,075,640)	\$1,061,861,929
INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	\$38,240,319	(\$35,887,594)	\$2,352,725
ACTIVO INTANGIBLE SERVIDUMBRES DE PASO	\$2,642,119	\$24,075,640	\$26,717,759
GASTOS DE EXPEDICIÓN DE DEUDA	\$2,153,401	(\$2,153,401)	\$0
<b>TOTAL RECLASIFICACIONES EN EL ACTIVO</b>	<b>\$1,128,973,408</b>	<b>(\$38,040,995)</b>	<b>\$1,090,932,413</b>
PASIVO			
PORCIÓN CIRCULANTE DE LA DEUDA DOCUMENTADA LARGO	\$166,426,678	(2,153,401)	\$164,273,277
PORCIÓN CIRCULANTE DE LA DEUDA DOCUMENTADA CORTO	\$18,954,907	(\$887,930)	\$18,066,977
INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	\$34,999,664	(\$34,999,664)	\$0
<b>TOTAL RECLASIFICACIONES EN EL PASIVO</b>	<b>\$220,381,249</b>	<b>(\$38,040,995)</b>	<b>\$182,340,254</b>

considera que la información financiera presentada es más clara al ser CFE una empresa de servicios.

### Inversión Condicionada (Productores independientes de energía o PEE)

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se han firmado 26 contratos con inversionistas privados, denominados productores independientes de energía, donde se establece la obligación para CFE de pagar diversas contraprestaciones a cambio de que éstos garanticen el servicio de suministro de energía, con base en una capacidad de generación previamente establecida, a través de plantas de generación de energía financiadas y construidas por cuenta de dichos inversionistas.

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

a) Clasificados como arrendamiento

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

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

b) Otros contratos con productores independientes de energía

Se encuentran en operación comercial 3 contratos con inversionistas privados eólicos, en donde a diferencia de los contratos descritos en la nota anterior, se le establece a la CFE la obligación de pagar sólo por la energía eólica generada y entregada, por lo que no se consideran como arrendamiento financiero, los cuales son los siguientes:

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

c) Contratos de prestadores de servicios

Gasoducto Pemex-Valladolid
Terminal de Carbón

Anexos

— Fundamento legal de las tarifas eléctricas aplicadas por la CFE

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

### Estados Financieros vs Plan de Negocios 2016 - 2020

Estado de Resultados Consolidados Condensado 2016

(millones de pesos)

CONCEPTO	PLAN DE NEGOCIOS (ESCENARIO 1)	CIFRAS REALES AL CIERRE 2016	VARIACIÓN (%) PLAN DE NEGOCIOS VS CIERRE 2016
<b>INGRESOS</b>	<b>\$337,000</b>	<b>\$352,106</b>	<b>4.5%</b>
INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA	\$297,000	\$316,212	6.5%
INGRESOS POR SERVICIOS DE TRANSMISIÓN	\$2,000	\$2,171	8.5%
INGRESOS POR SUBSIDIO	\$30,000	\$30,000	0.0%
OTROS INGRESOS	\$8,000	\$3,723	-53.5%
<b>COSTOS</b>	<b>\$194,893</b>	<b>\$249,227</b>	<b>27.9%</b>
ENERGÉTICOS Y OTROS COMBUSTIBLES	\$145,759	\$158,292	8.6%
REMUNERACIONES	(\$52,107)	(\$55,344)	6.2%
COSTO DE OBLIGACIONES LABORALES	(\$100,107)	(\$111,828)	11.7%
REMUNERACIONES Y PRESTACIONES AL PERSONAL	\$48,000	\$56,484	17.7%
DEPRECIACIÓN	\$54,000	\$53,384	-1.1%
MANTENIMIENTO, MATERIALES Y SERVICIOS GENERALES	\$31,000	\$29,529	-4.7%
IMPUESTOS Y DERECHOS	\$2,819	\$2,542	-9.8%
OTROS GASTOS	\$6,822		
MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA	\$6,600	\$3,519	-46.7%
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>\$142,107</b>	<b>\$142,131</b>	<b>0.0%</b>
COSTOS DE FINANCIAMIENTO	(\$48,000)	(\$65,840)	37.2%
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>\$94,107</b>	<b>\$76,256</b>	<b>-19.0%</b>

### Estado de Situación Financiera Consolidados Condensado 2016

(millones de pesos)

CONCEPTO	PLAN DE NEGOCIOS (ESCENARIO 1)	CIFRAS REALES AL CIERRE 2016	VARIACIÓN (%) PLAN DE NEGOCIOS VS CIERRE 2016
<b>ACTIVO</b>			
<b>ACTIVO CIRCULANTE</b>	<b>\$154,000</b>	<b>\$126,007</b>	<b>-18.2%</b>
EFEKTIVO, EQUIVALENTES Y OTRAS INVERSIONES	\$35,000	\$42,267	20.8%
CUENTAS POR COBRAR	\$97,000	\$69,714	-28.1%
MATERIALES PARA OPERACIÓN	\$22,000	\$14,026	-36.2%
PRÉSTAMOS A LOS TRABAJADORES (FONDO DE LA HAB)	\$10,000	\$11,194	11.9%
<b>ACTIVO FIJO</b>	<b>\$1,065,000</b>	<b>\$1,287,172</b>	<b>20.8%</b>
INSTRUMENTOS FINANCIEROS DERIVADOS	\$3,000	\$15,646	421.5%
OTROS ACTIVOS	\$49,000	\$32,644	-33.4%
<b>TOTAL DE ACTIVO</b>	<b>\$1,281,000</b>	<b>\$1,438,858</b>	<b>12.3%</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>A CORTO PLAZO</b>	<b>\$144,000</b>	<b>\$106,714</b>	<b>-25.9%</b>
DEUDA A CORTO PLAZO	\$62,000	\$41,728	-32.7%
OTRAS CUENTAS POR PAGAR Y PASIVOS ACUMULADOS	\$78,000	\$61,873	-20.7%
IMPUESTOS Y DERECHOS POR PAGAR	\$4,000	\$3,112	-22.2%
<b>A LARGO PLAZO</b>	<b>\$752,000</b>	<b>\$825,253</b>	<b>9.7%</b>
DEUDA A LARGO PLAZO	\$417,000	\$413,981	-0.7%
OBLIGACIONES LABORALES	\$303,000	\$361,114	19.2%
OTROS PASIVOS A LARGO PLAZO	\$32,000	\$50,157	56.7%
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>\$896,000</b>	<b>\$931,966</b>	<b>4.0%</b>
PATRIMONIO	\$385,000	\$540,697	40.4%
<b>PASIVO + PATRIMONIO</b>	<b>\$1,281,000</b>	<b>\$1,472,663</b>	<b>14.9%</b>

### Presupuesto de Egresos Presupuesto Ejercido Histórico 2012-2016

CONCEPTO	2012	2013	2014	2015	2016	TMAC
<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>324,574.8</b>	<b>334,143.8</b>	<b>356,126.3</b>	<b>343,768.5</b>	<b>464,338.7</b>	<b>1.1</b>
VENTA DE SERVICIOS	305,372.3	305,873.2	322,584.1	293,792.2	295,210.6	1.0
INGRESOS DIVERSOS	19,202.5	28,270.6	33,542.2	49,976.3	169,128.1	1.7
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>324,520.9</b>	<b>324,353.0</b>	<b>316,296.8</b>	<b>301,757.4</b>	<b>317,249.6</b>	<b>1.0</b>
GASTO DE OPERACIÓN	283,345.1	300,539.3	280,223.4	267,041.4	285,642.7	1.0
SERVICIOS PERSONALES	44,952.1	47,825.8	51,493.8	52,110.3	52,688.1	1.0
MATERIALES Y SUMINISTROS	148,448.8	150,955.1	110,997.3	94,824.0	102,916.2	0.9
COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	119,070.1	119,279.0	84,132.1	43,831.9	34,356.5	0.7
OTROS	29,378.7	31,878.2	26,865.3	50,992.1	68,559.7	1.2
SERVICIOS GENERALES	25,099.0	27,281.6	27,987.3	28,712.4	26,486.6	1.0
PENSIONES Y JUBILACIONES	20,162.6	22,881.7	27,861.0	32,092.2	35,128.2	1.1
PAGOS RELATIVOS A PIDIREGAS	44,199.3	51,142.5	61,299.5	58,151.4	67,516.1	1.1
OTRAS EROGACIONES	483.3	452.4	584.5	1,151.1	907.5	1.2
INVERSIÓN FÍSICA	32,879.3	32,452.9	38,496.4	34,778.7	35,146.3	1.0
BIENES MUEBLES E INMUEBLES	3,321.2	4,472.8	4,263.7	2,695.9	4,850.5	1.1
OBRA PÚBLICA	10,039.5	9,828.5	11,377.5	8,494.4	8,031.5	0.9
PAGO DE PIDIREGAS	12,438.7	9,903.0	13,307.7	13,800.7	16,396.8	1.1
MANTENIMIENTO	7,079.8	8,448.5	9,547.6	9,787.7	5,867.7	1.0
OTRAS EROGACIONES	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
INVERSIÓN FINANCIERA	0.0	3.9	0.0	2.7	30.0	0.0
EGRESOS POR OPERACIONES AJENAS	8,296.5	(8,643.0)	(2,423.0)	65.4	(3,569.4)	N/A
<b>BALANCE DE OPERACIÓN</b>	<b>53.9</b>	<b>9,790.7</b>	<b>39,829.4</b>	<b>42,011.1</b>	<b>147,089.0</b>	<b>7.2</b>
TRANSFERENCIAS	11,629.6	7,725.3	3,392.4	317.5	30,000.0	1.3
<b>BALANCE PRIMARIO</b>	<b>11,683.5</b>	<b>17,516.0</b>	<b>43,221.8</b>	<b>42,328.6</b>	<b>177,089.0</b>	<b>2.0</b>
COSTO FINANCIERO NETO	9,778.5	11,652.2	11,467.4	13,503.1	15,984.6	1.1
<b>BALANCE FINANCIERO</b>	<b>1,905.0</b>	<b>5,863.8</b>	<b>31,754.4</b>	<b>28,825.5</b>	<b>161,104.4</b>	<b>3.0</b>
ENDEUDAMIENTO NETO	7,746.7	25,300.7	476.6	15,371.1	5,398.5	0.9
<b>VARIACIÓN DE DISPONIBILIDADES (AUMENTO)</b>	<b>15,105.5</b>	<b>(564.5)</b>	<b>(713.0)</b>	<b>(796.6)</b>	<b>(166,502.9)</b>	<b>N/A</b>
INICIAL	48,619.6	33,514.2	34,078.7	34,791.7	35,588.4	0.9
RETIRO DEL PATRIMONIO INVERTIDO DE LA NACIÓN	24,757.2	30,600.0	31,518.0	43,400.0	0.0	0.0
FINAL	33,514.2	34,078.7	34,791.7	35,588.3	202,091.3	1.6

### Adecuaciones Presupuestales 2016

CONCEPTO	AUTORIZADO H. CÁMARA	AJUSTE	ADECUADO I FOLIO 2016-53- TIV-122/03/16	AJUSTE	ADECUADO II FOLIO 2016-53- TIV-6 22/12/16	AJUSTE	ADECUADO III FOLIO 2016-53- TIV-7 23/12/16	AJUSTE	ADECUADO IV FOLIO 2016-53- TIV-8 23/12/16	AJUSTE	ADECUADO V FOLIO 2016- 53-TIV-15 23/02/17
INGRESOS PROPIOS	314,540.6	0.0	314,540.6	(12,214.9)	302,325.7	161,080.2	463,405.9	0.0	463,405.9	932.8	464,338.7
VENTA DE SERVICIOS	300,043.6	0.0	300,043.6	(4,748.8)	295,294.8	0.0	295,294.8	0.0	295,294.8	(84.2)	295,210.6
INGRESOS DIVERSOS	14,497.0	0.0	14,497.0	(7,466.1)	7,030.9	161,080.2	168,111.1	0.0	168,111.1	1,070.0	169,181.1
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>299,454.2</b>	<b>(2,500.0)</b>	<b>296,954.2</b>	<b>21,563.1</b>	<b>318,517.3</b>	<b>0.0</b>	<b>318,517.3</b>	<b>0.0</b>	<b>318,517.3</b>	<b>(1,296.6)</b>	<b>317,250.7</b>
GASTO DE OPERACIÓN	282,222.5	(1,536.5)	280,686.0	22,906.2	283,592.1	0.0	283,592.1	0.0	283,592.1	2,051.7	285,643.8
SERVICIOS PERSONALES	55,409.5	0.0	55,409.5	(2,674.7)	52,734.8	0.0	52,734.8	0.0	52,734.8	(45.6)	52,689.2
MATERIALES Y SUMINISTRO	86,848.3	(233.9)	86,614.4	15,449.1	102,063.5	0.0	102,063.5	0.0	102,063.5	852.7	102,916.2
PAGO DE COMBUSTIBLES A PEMEX	19,358.8	0.0	19,358.8	15,039.3	34,398.1	0.0	34,398.1	0.0	34,398.1	(41.6)	34,356.5
OTROS	67,489.5	(233.9)	67,255.6	409.8	67,665.4	0.0	67,665.4	0.0	67,665.4	894.3	68,559.7
SERVICIOS GENERALES	28,018.0	(1,302.7)	26,715.3	(1,314.9)	25,400.4	0.0	25,400.4	0.0	25,400.4	1,086.2	26,486.6
PAGO RELATIVO A PIDREGAS	57,969.7	0.0	57,969.7	9,660.1	67,629.8	0.0	67,629.8	0.0	67,629.8	(303.7)	67,326.1
CARGOS FIJOS	22,353.2	0.0	22,353.2	4,699.3	27,052.5	0.0	27,052.5	0.0	27,052.5	488.1	27,540.6
CARGOS VARIABLES	35,606.5	0.0	35,606.5	5,160.8	40,767.3	0.0	40,767.3	0.0	40,767.3	(791.8)	39,975.5
OTRAS EROGACIONES	1,366.7	0.0	1,366.7	(845.1)	521.6	0.0	521.6	0.0	521.6	365.9	907.5
PENSIONES Y JUBILACIONES	32,620.3	0.0	32,620.3	2,431.7	35,052.0	0.0	35,052.0	0.0	35,052.0	76.2	35,128.2
INVERSIÓN FÍSICA	36,665.7	(963.5)	35,702.2	232.9	35,935.1	0.0	35,935.1	0.0	35,935.1	(808.8)	35,146.3
PAGO DE PIDREGAS	17,378.0	0.0	17,378.0	(864.5)	16,513.5	0.0	16,513.5	0.0	16,513.5	(116.7)	16,396.8
INVERSIÓN	19,307.7	(963.5)	18,344.3	1,097.4	19,441.7	0.0	19,441.7	0.0	19,441.7	(692.1)	18,749.6
INVERSIÓN FINANCIERA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	300.0	300.0
OPERACIONES AJENAS	546.0	0.0	546.0	(1,546.0)	(1,000.0)	0.0	(1,000.0)	0.0	(1,000.0)	(2,569.4)	(3,569.4)
POR CUENTA DE TERCEROS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	(4,261.9)	(4,261.9)
EROGACIONES RECUPERABLES	546.0	0.0	546.0	(1,546.0)	(1,000.0)	0.0	(1,000.0)	0.0	(1,000.0)	1,692.4	692.4
<b>BALANCE DE OPERACIÓN</b>	<b>15,086.4</b>	<b>2,500.0</b>	<b>17,586.4</b>	<b>(33,808.0)</b>	<b>(16,221.6)</b>	<b>161,080.2</b>	<b>144,858.6</b>	<b>0.0</b>	<b>144,858.6</b>	<b>2,229.3</b>	<b>147,088.0</b>
TRANSFERENCIAS	30,000.0	0.0	30,000.0	0.0	30,000.0	0.0	30,000.0	0.0	30,000.0	0.0	30,000.0
<b>BALANCE PRIMARIO</b>	<b>45,086.4</b>	<b>2,500.0</b>	<b>47,586.4</b>	<b>(33,808.0)</b>	<b>13,778.4</b>	<b>161,080.2</b>	<b>174,858.6</b>	<b>0.0</b>	<b>174,858.6</b>	<b>2,229.3</b>	<b>177,088.0</b>
COSTO FINANCIERO NETO	15,165.6	0.0	15,165.6	1,022.8	16,178.4	0.0	16,178.4	0.0	16,178.4	(183.8)	15,994.6
<b>BALANCE FINANCIERO</b>	<b>29,920.8</b>	<b>2,500.0</b>	<b>32,420.8</b>	<b>(34,820.8)</b>	<b>(2,400.0)</b>	<b>161,080.2</b>	<b>158,680.2</b>	<b>0.0</b>	<b>158,680.2</b>	<b>2,423.2</b>	<b>161,103.4</b>
ENDEUDAMIENTO NETO	12,500.0	0.0	12,500.0	(702.8)	5,471.8	0.0	5,471.8	0.0	5,471.8	(73.3)	5,398.5
<b>VARIACIÓN DE RESPONSABILIDADES (AUMENTO)</b>	<b>(42,420.8)</b>	<b>(2,500.0)</b>	<b>(44,920.8)</b>	<b>41,849.0</b>	<b>(3,071.8)</b>	<b>(161,080.2)</b>	<b>(164,152.0)</b>	<b>0.0</b>	<b>(164,152.0)</b>	<b>(2,349.8)</b>	<b>(166,501.8)</b>
INICIAL	33,075.2	0.0	33,075.2	2,513.1	35,588.4	0.0	35,588.4	0.0	35,588.4	0.0	35,588.4
RETIRO DE PATRIMONIO INVERTIDO DE LA NACIÓN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
FINAL	75,496.0	2,500.0	77,996.0	(39,335.9)	38,660.2	161,080.2	199,740.4	0.0	199,740.4	2,949.8	202,690.2

### Evolución del Ingreso y Gasto 2014-2016

CONCEPTO	EJERCICIO		CIERRE 2016	VARIACIÓN NOMINAL (%) CIERRE 2016 VS		VARIACIÓN REAL (%) CIERRE 2016 VS	
	2014	2015		2014	2015	2014	2015
	<b>INGRESOS PROPIOS</b>	<b>356,126.3</b>	<b>343,768.5</b>	<b>464,338.7</b>	<b>35.1</b>	<b>30.4</b>	<b>30.7</b>
VENTA DE SERVICIOS	322,584.1	293,792.2	295,210.6	0.5	(8.5)	(2.8)	(13.3)
INGRESOS DIVERSOS	33,542.2	49,976.3	169,128.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<b>GASTO PROGRAMABLE</b>	<b>316,296.8</b>	<b>301,757.4</b>	<b>317,250.7</b>	<b>5.1</b>	<b>0.3</b>	<b>1.7</b>	<b>(5.0)</b>
GASTO DE OPERACIÓN	280,223.4	267,041.4	285,643.8	7.0	1.9	3.5	(3.4)
SERVICIOS PERSONALES	51,493.8	52,110.3	52,689.2	1.1	2.3	(2.2)	(3.1)
MATERIALES Y SUMINISTROS	110,997.3	94,824.0	102,916.2	8.5	(7.3)	5.0	(12.2)
PAGO DE COMBUSTIBLES A PEMEX	69,086.0	43,831.9	34,356.5	(21.6)	(50.3)	(24.2)	(52.9)
OTROS	41,911.3	50,992.1	68,559.7	34.5	63.6	30.1	55.0
SERVICIOS GENERALES	27,987.3	28,712.4	26,486.6	(7.8)	(5.4)	(10.8)	(10.3)
PENSIONES Y JUBILACIONES	27,861.0	32,092.2	35,128.2	9.5	26.1	5.9	19.4
PAGOS RELATIVOS A PIDIREGAS	61,299.5	58,151.4	67,516.1	16.1	10.1	12.3	4.3
CARGOS FIJOS	20,769.8	21,860.2	27,540.6	26.0	32.6	21.9	25.6
CARGOS VARIABLES	40,529.7	36,291.2	39,975.5	10.2	(1.4)	6.6	(6.6)
OTRAS EROGACIONES	584.5	1,151.1	907.5	(21.2)	55.2	(23.7)	47.1
INVERSIÓN FÍSICA	38,496.4	34,778.7	35,146.3	1.1	(8.7)	(2.2)	(13.5)
PAGO DE PIDIREGAS	13,307.7	13,800.7	16,396.8	18.8	23.2	14.9	16.7
INVERSIÓN FINANCIERA	0.0	2.7	30.0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
OPERACIONES AJENAS	(2,423.0)	(65.4)	(3,569.4)	N.A.	47.3	N.A.	39.6
POR CUENTA DE TERCEROS	(4,187.5)	(2,163.1)	(4,261.9)	97.0	1.8	90.6	(3.6)
EROGACIONES RECUPERABLES	1,764.5	2,097.7	692.4	(67.0)	(60.8)	(68.1)	(62.8)
<b>BALANCE DE OPERACIÓN</b>	<b>39,829.4</b>	<b>42,011.2</b>	<b>147,088.0</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
TRANSFERENCIAS	3,392.4	317.5	30,000.0	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<b>BALANCE PRIMARIO</b>	<b>43,221.8</b>	<b>42,328.6</b>	<b>177,088.0</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>COSTO FINANCIERO NETO</b>	<b>11,467.4</b>	<b>13,503.1</b>	<b>15,984.6</b>	<b>18.4</b>	<b>39.4</b>	<b>14.5</b>	<b>32.0</b>
<b>BALANCE FINANCIERO</b>	<b>31,754.4</b>	<b>28,825.6</b>	<b>161,103.4</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
ENDEUDAMIENTO NETO	476.6	15,371.1	5,398.5	(64.9)	N.A.	(66.0)	N.A.
<b>VARIACIÓN DE DISPONIBILIDADES (AUMENTO)</b>	<b>(713.0)</b>	<b>(796.7)</b>	<b>(166,501.8)</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
INICIAL	34,078.7	34,791.7	35,588.4	2.3	4.4	(1.0)	(1.1)
RETIRO DEL PATRIMONIO INVERTIDO DE LA NACIÓN	31,518.0	43,400.0	0.0	(100.0)	(100.0)	(100.0)	(100.0)
FINAL	34,791.7	35,588.4	202,090.2	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

### Deuda documentada y PIDIREGA

TIPO DE DEUDA	LÍNEA DE CRÉDITO	MONEDA	TASA DE INTERÉS (CONTRATO)	FRECUENCIA PAGO INTERESES	FRECUENCIA PAGO AMORTIZACIONES	FECHA DE ÚLTIMO PAGO	SALDO INSOLUTO
DEUDA DOCUMENTADA	110001557 - INDEVAL, SA DE CV	MXP	FJA 7.96	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	20/11/2020	16,500,000,000.00
	110002056 - NAFIN	MXP	TIE 28 + 1.65	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	29/09/2023	2,500,000,000.00
	110002606 - BANCO INVEX, SA	MXP	TIE 91 + 0.95	ANUAL	TRIMESTRAL	17/04/2017	2,428,350,000.00
	110002656 - INDEVAL, SA DE CV	MXP	TIE 28 + 0.15	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	22/06/2018	15,250,000,000.00
	110003006 - HSBC MEXICO, SA	MXP	TIE 28 + 0.75	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	23/10/2018	3,000,000,000.00
	110003056 - INDEVAL, SA DE CV	MXP	FJA 7.77	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	03/11/2023	6,750,000,000.00
	110003256 - BANCO INTERACCIONES, S.A.	MXP	TIE 90 + 0.95	AL VENCIMIENTO (BULLET)	TRIMESTRAL	17/04/2017	3,171,650,000.00
	110003257 - INDEVAL, SA DE CV	MXP	FJA 7.35	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	25/11/2025	21,000,000,000.00
	110003306 - HSBC MEXICO, SA	MXP	TIE 28 + 0.425	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	27/11/2017	5,000,000,000.00
	110003307 - INDEVAL, SA DE CV	MXP	TIE 28 + 0.15	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	03/12/2019	5,500,000,000.00
	110003406 - INDEVAL, S.A. DE C.V.	MXP	TIE 28 + 0.20	AL VENCIMIENTO (BULLET)	MENSUAL	02/06/2020	1,500,000,000.00
	110003506 - BANCO MULTIVA, S.A.	MXP	TIE 91 + 0.75	AL VENCIMIENTO (BULLET)	TRIMESTRAL	17/04/2017	500,000,000.00
	110003556 - BANORTE	MXP	TIE 91 + 0.85	ANUAL	TRIMESTRAL	02/04/2018	2,100,000,000.00
	110003456 - INDEVAL, S.A. DE C.V.	UDIS	FJA 4.370	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	10/11/2027	5,196,354,709.26
	110000055 - UBS, AG	CHF	SEBR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	07/10/2020	1,575,318,689.46
	110000062 - BILBAO VIZCAYA NO. 2	EUR	CRR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	30/09/2020	9,858,866.43
	110000072 - NATIXIS	EUR	FJA 2	SEMESTRAL	SEMESTRAL	01/07/2024	44,822,406.38
	110001406 - EXIMBANK JAPON NO. 11	JPY	CRR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/07/2020	1,034,731,555.16
	110000054 - UBS, AG	USD	SEBR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	28/12/2020	62,861,323.42
	110000061 - BILBAO VIZCAYA NO. 2	USD	CRR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	30/09/2022	235,528,410.52
	110000074 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 2	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	21/06/2021	43,089,768.96
	110000075 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 3	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	21/06/2021	925,570,959.94
	110000076 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 4	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2021	75,417,074.81
	110000077 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 5	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	28/03/2022	224,615,547.47
	110000078 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 6	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	28/03/2022	33,673,528.96
	110000079 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 7	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	28/03/2022	16,551,899.98
	110000080 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL NO. 8	USD	FJA 1.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	02/02/2023	62,218,112.25
	110000088 - GOLDMAN-ARON NO. 1	USD	FJA 8.42	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	17/09/2032	5,586,573,283.80
	110000706 - GOLDMAN SACHS	USD	LIBOR 6M + 0.495	SEMESTRAL	SEMESTRAL	11/12/2036	3,524,338,000.00
	110001507 - BANCO SANTANDER, S.A. 3 URANO	USD	LIBOR 6M + 1.6	SEMESTRAL	SEMESTRAL	02/08/2018	1,230,957,795.46
	110001856 - JPMORGAN CGF - EXIMBANK	USD	LIBOR 6M + 0.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	21/09/2017	167,870,992.10
	110001906 - DEUTSCHE BANK TRUST COMPANY AMERICAS	USD	FJA 4.875	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	26/05/2021	20,731,400,000.00
	110002156 - DEUTSCHE BANK TRUST COMPANY AMERICAS	USD	FJA 5.75	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	14/02/2042	15,548,550,000.00
	110002706 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA	USD	CRR	SEMESTRAL	SEMESTRAL	15/09/2021	239,552,614.64
	110002806 - BANK OF AMERICA CGF - EXIMBANK	USD	LIBOR 6M + 0.875	SEMESTRAL	SEMESTRAL	30/09/2019	907,698,931.68
	110002956 - DEUTSCHE BANK TRUST COMPANY AMERICAS	USD	FJA 4.875	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	16/01/2024	25,914,250,000.00
	110003356 - DEUTSCHE BANK TRUST COMPANY AMERICAS	USD	FJA 6.125	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	16/06/2045	14,511,980,000.00
	110003606 - DEUTSCHE BANK TRUST COMPANY AMERICAS	USD	FJA 4.75	AL VENCIMIENTO (BULLET)	SEMESTRAL	23/02/2027	20,731,400,000.00
	110003706 - MORGAN STANLEY & CO. LLC	USD	FJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	321,907,422.17
	110003707 - DEUTSCHE BANK, A.G. LONDON BRANCH	USD	FJA 5.00	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	5,840,627,884.85
<b>TOTAL DEUDA DOCUMENTADA</b>							<b>209,997,519,777.50</b>

## Deuda documentada y PIDIREGA

Parte 1

TIPO DE DEUDA	LÍNEA DE CRÉDITO	MONEDA	TASA DE INTERÉS (CONTRATO)	FRECUENCIA PAGO INTERESES	FRECUENCIA PAGO AMORTIZACIONES	FECHA DE ÚLTIMO PAGO	SALDO INSOLUTO
DEUDA PIDIREGAS	1200000501 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL - 1	MXP	TIE 91 + 0.25	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	19/01/2022	432,008,175.51
	1200000601 - BANAMEX - 4	MXP	FLJA 8.58	SEMESTRAL	SEMESTRAL	03/10/2036	1,673,287,565.78
	1200000651 - ING BANK - 4	MXP	CETES 91 + 0.5	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	23/02/2017	87,500,000.00
	1200000701 - IXE BANCO - 1	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/05/2017	87,525,908.62
	1200000751 - BBVA BANCOMER - 7	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	04/08/2017	175,461,553.73
	1200000801 - DEUTSCHE BANK - 2	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/11/2017	120,422,891.17
	1200000851 - ING BANK - 5	MXP	CETES 91 + 0.45	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	11/01/2018	575,763,336.20
	1200000901 - BBVA BANCOMER - 8	MXP	FLJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	17/04/2019	648,660,699.85
	120001001 - BANAMEX - 6	MXP	FLJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2019	1,685,008,019.94
	1200001151 - BBVA BANCOMER - 11	MXP	TIE 28 + 1.7	SEMESTRAL	MENSUAL	25/11/2019	670,772,025.03
	1200001202 - SANTANDER - 1	MXP	TIE 28 + 0.52	SEMESTRAL	MENSUAL	17/03/2017	185,204,998.71
	1200001251 - BBVA BANCOMER - 12	MXP	TIE 28 + 1.59	SEMESTRAL	MENSUAL	28/06/2020	725,999,999.86
	1200001301 - BBVA BANCOMER - 13	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	30/07/2020	1,137,499,999.96
	1200001351 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA - 1	MXP	TIE 28 + 1.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/11/2020	993,199,999.28
	1200001401 - BBVA BANCOMER - 14	MXP	FLJA 8.82	SEMESTRAL	MENSUAL	28/01/2021	495,000,000.00
	1200001451 - BANAMEX - 7	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	10/07/2020	1,329,999,999.80
	1200001651 - BANAMEX - 8	MXP	TIE 28 + 0.013	SEMESTRAL	MENSUAL	12/10/2021	746,661,474.79
	1200001701 - BBVA BANCOMER - 15	MXP	TIE 28 + 0.0143	SEMESTRAL	MENSUAL	06/12/2021	1,499,999,999.96
	1200001751 - BANAMEX - 9	MXP	TIE 28 + 0.0149	SEMESTRAL	MENSUAL	21/12/2021	1,099,999,999.90
	1200001801 - HSBC - 2	MXP	TIE 28 + 0.0135	SEMESTRAL	SEMESTRAL	14/02/2022	714,999,999.96
	1200001851 - BANORTE - 1	MXP	TIE 182 + 0.9	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/04/2022	3,014,840,436.08
	1200001901 - BBVA BANCOMER - 16	MXP	FLJA 7.13	SEMESTRAL	MENSUAL	15/06/2022	3,510,553,632.75
	1200001951 - BANAMEX - 10	MXP	FLJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,365.06
	1200001952 - BBVA BANCOMER - 17	MXP	FLJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,365.11
	1200001953 - SANTANDER - 7	MXP	FLJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,364.99
	1200002051 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA - 2	MXP	TIE 28 + 1.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/04/2023	2,178,709,554.41
	1200002101 - BANAMEX - 11	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	28/06/2018	2,000,000,000.00
	1200002151 - BANAMEX - 12	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	09/07/2018	600,000,000.00
	1200002201 - BANORTE - 2	MXP	TIE 182 + 0.75	SEMESTRAL	SEMESTRAL	29/08/2018	1,132,324,909.12
	1200002251 - BBVA BANCOMER - 18	MXP	TIE 28 + 0.85	SEMESTRAL	MENSUAL	11/12/2023	2,314,711,580.98
	1200002301 - BBVA BANCOMER - 19	MXP	TIE 28 + 0.95	SEMESTRAL	MENSUAL	29/04/2024	2,304,280,591.17
	1200002352 - BANORTE - 3	MXP	TIE 91 + 0.83	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	31/07/2024	8,471,312,596.85
	1200002401 - SANTANDER - 9	MXP	TIE 182 + 0.58	SEMESTRAL	SEMESTRAL	20/10/2025	4,607,212,121.74
	1200002451 - BBVA BANCOMER - 20	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	27/04/2026	9,530,595,819.09
	1200002651 - BANORTE - 4	MXP	TIE 91 + 0.75	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	09/12/2026	83,472,636.99
	1200000951 - BBVA BANCOMER - 9	UDIS	FLJA 4.8	SEMESTRAL	SEMESTRAL	17/04/2019	396,378,496.40
	1200001101 - BBVA BANCOMER - 10	UDIS	FLJA 4.6	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2019	751,827,241.31
	1200001102 - ING BANK - 6	UDIS	FLJA 5.04	SEMESTRAL	SEMESTRAL	13/09/2024	1,803,755,736.42
	1200000000 - CIA. SAMALAYUCA II MANAG. S DE RL	USD	FLJA 9.21	SEMESTRAL	SEMESTRAL	15/02/2019	1,215,831,148.95
	1200000350 - BNP - 1	USD	CIRR FLJA 4.75	SEMESTRAL	SEMESTRAL	14/08/2017	44,787,473.88
	1200000551 - GOLDMAN SACHS	USD	LIBOR 6M + 0.495	SEMESTRAL	SEMESTRAL	11/12/2036	8,443,208,171.86
	1200001201 - JBIG/BANK TOKYO/SUMIMOTO - 1	USD	CIRR FLJA 1.02	SEMESTRAL	SEMESTRAL	24/03/2020	1,980,979,597.87

## Deuda documentada y PIDIREGA

Parte 2

TIPO DE DEUDA	LÍNEA DE CRÉDITO	MONEDA	TASA DE INTERÉS (CONTRATO)	FRECUENCIA PAGO INTERESES	FRECUENCIA PAGO AMORTIZACIONES	FECHA DE ÚLTIMO PAGO	SALDO INSOLUTO
DEUDA PIDIREGAS	1200001553 - SANTANDER - 3	USD	CIRR FLJA 1.02	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/08/2029	7,209,604,600.09
	1200002002 - SANTANDER - 8	USD	LIBOR 6M + 2.5	SEMESTRAL	SEMESTRAL	30/05/2023	5,713,573,840.00
	1200002003 - AGENCE FRANCAISE DEVELOPPEMENT - 1	USD	LIBOR 6M + 2.21	SEMESTRAL	SEMESTRAL	15/04/2032	5,732,735,988.91
	1200002501 - AGENCE FRANCAISE DEVELOPPEMENT - 2	USD	LIBOR 6M + 2.65	SEMESTRAL	SEMESTRAL	20/11/2035	1,504,729,460.36
	1200002502 - NORTHWESTERN R-1	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,458,634,363.05
	1200002503 - NORTHWESTERN R-2	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	14,743,781.54
	1200002504 - VOYA R-3	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	265,388,065.94
	1200002505 - VOYA R-4	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	125,813,601.64
	1200002506 - VOYA R-5	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	461,971,818.65
	1200002507 - RELIARSTAR R-6	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	123,847,763.92
	1200002508 - RELIARSTAR R-7	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	7,863,350.22
	1200002509 - SECURITY R-8	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	35,385,075.61
	1200002510 - SECURITY R-9	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,965,837.76
	1200002511 - MELLON R-10	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	58,975,125.68
	1200002512 - MAC R-11	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,081,210,639.25
	1200002513 - TRANSAMERICA R-12	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	294,875,628.94
	1200002514 - TRANSAMERICA R-13	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	198,583,752.66
	1200002515 - TRANSAMERICA R-14	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	198,583,752.66
	1200002516 - TRANSAMERICA R-15	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	198,583,752.66
	1200002517 - TRANSAMERICA R-16	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.43
	1200002518 - TRANSAMERICA R-17	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.43
	1200002519 - ELL R-18	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	491,459,381.82
	1200002520 - INDUSTRIAL R-19	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	294,875,628.94
	1200002521 - OHIO R-20	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	176,925,377.27
	1200002522 - OHIO R-21	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	117,950,251.42
	1200002523 - HARE R-22	USD	FLJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.23
	1200002524 - DEUTSCHE BANK, A.G. LONDON BRANCH	USD	FLJA 5.00	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,933,647,115.07
	1200000501 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL - 1	MXP	TIE 91 + 0.25	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	19/01/2022	432,008,175.51
	1200000601 - BANAMEX - 4	MXP	FLJA 8.58	SEMESTRAL	SEMESTRAL	03/10/2036	1,673,287,565.78
	1200000651 - ING BANK - 4	MXP	CETES 91 + 0.5	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	23/02/2017	87,500,000.00
	1200000701 - IXE BANCO - 1	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/05/2017	87,525,908.62
	1200000751 - BBVA BANCOMER - 7	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	04/08/2017	175,461,553.73
	1200000801 - DEUTSCHE BANK - 2	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/11/2017	120,422,891.17
	1200000851 - ING BANK - 5	MXP	CETES 91 + 0.45	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	11/01/2018	575,763,336.20
	1200000901 - BBVA BANCOMER - 8	MXP	FLJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	17/04/2019	648,660,699.85
	120001001 - BANAMEX - 6	MXP	FLJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2019	1,685,008,019.94
	1200001151 - BBVA BANCOMER - 11	MXP	TIE 28 + 1.7	SEMESTRAL	MENSUAL	25/11/2019	670,772,025.03
	1200001202 - SANTANDER - 1	MXP	TIE 28 + 0.52	SEMESTRAL	MENSUAL	17/03/2017	185,204,998.71
	1200001251 - BBVA BANCOMER - 12	MXP	TIE 28 + 1.59	SEMESTRAL	MENSUAL	28/06/2020	725,999,999.86
	1200001301 - BBVA BANCOMER - 13	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	30/07/2020	1,137,499,999.96
	1200001351 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA - 1	MXP	TIE 28 + 1.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/11/2020	993,199,999.28
	1200001401 - BBVA BANCOMER - 14	MXP	FLJA 8.82	SEMESTRAL	MENSUAL	28/01/2021	495,000,000.00

## Deuda documentada y PIDIREGA

Parte 3

TIPO DE DEUDA	LÍNEA DE CRÉDITO	MONEDA	TASA DE INTERÉS (CONTRATO)	FRECUENCIA PAGO INTERESES	FRECUENCIA PAGO AMORTIZACIONES	FECHA DE ÚLTIMO PAGO	SALDO INSOLUTO
	1200001451 - BANAMEX - 7	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	10/07/2020	1,329,999,999.80
	1200001651 - BANAMEX - 8	MXP	TIE 28 + 0.013	SEMESTRAL	MENSUAL	12/10/2021	746,661,474.79
	1200001701 - BBVA BANCOMER - 15	MXP	TIE 28 + 0.0143	SEMESTRAL	MENSUAL	06/12/2021	1,499,999,999.96
	1200001751 - BANAMEX - 9	MXP	TIE 28 + 0.0149	SEMESTRAL	MENSUAL	21/12/2021	1,099,999,999.90
	1200001801 - HSBC - 2	MXP	TIE 28 + 0.0135	SEMESTRAL	SEMESTRAL	14/02/2022	714,999,999.96
	1200001851 - BANORTE - 1	MXP	TIE 182 + 0.9	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/04/2022	3,014,840,436.08
	1200001901 - BBVA BANCOMER - 16	MXP	FIJA 7.13	SEMESTRAL	MENSUAL	15/06/2022	3,510,553,632.75
	1200001951 - BANAMEX - 10	MXP	FIJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,365.06
	1200001952 - BBVA BANCOMER - 17	MXP	FIJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,365.11
	1200001953 - SANTANDER - 7	MXP	FIJA 7.7	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/08/2042	3,894,798,364.99
	1200002051 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA - 2	MXP	TIE 28 + 1.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/04/2023	2,178,709,554.41
	1200002101 - BANAMEX - 11	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	28/06/2018	2,000,000,000.00
	1200002151 - BANAMEX - 12	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	09/07/2018	600,000,000.00
	1200002201 - BANORTE - 2	MXP	TIE 182 + 0.75	SEMESTRAL	SEMESTRAL	29/08/2018	1,132,324,909.12
	1200002251 - BBVA BANCOMER - 18	MXP	TIE 28 + 0.85	SEMESTRAL	MENSUAL	11/12/2023	2,314,711,580.98
	1200002301 - BBVA BANCOMER - 19	MXP	TIE 28 + 0.95	SEMESTRAL	MENSUAL	29/04/2024	2,304,280,591.17
	1200002352 - BANORTE - 3	MXP	TIE 91 + 0.83	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	31/07/2024	8,471,312,596.85
	1200002401 - SANTANDER - 9	MXP	TIE 182 + 0.58	SEMESTRAL	SEMESTRAL	20/10/2025	4,607,212,121.74
	1200002451 - BBVA BANCOMER - 20	MXP	TIE 28 + 0.75	SEMESTRAL	MENSUAL	27/04/2026	9,530,595,819.09
	1200002651 - BANORTE - 4	MXP	TIE 91 + 0.75	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	09/12/2026	83,472,636.99
	1200000951 - BBVA BANCOMER - 9	UDIS	FIJA 4.8	SEMESTRAL	SEMESTRAL	17/04/2019	396,378,496.40
	1200001101 - BBVA BANCOMER - 10	UDIS	FIJA 4.6	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2019	751,827,241.31
	1200001102 - ING BANK - 6	UDIS	FIJA 5.04	SEMESTRAL	SEMESTRAL	13/09/2024	1,803,755,736.42
	1200000000 - CIA. SAMALAYUCA II MANAG. S DE RL	USD	FIJA 9.21	SEMESTRAL	SEMESTRAL	15/02/2019	1,215,831,148.95
	1200000350 - BNP - 1	USD	CIRR FIJA 4.75	SEMESTRAL	SEMESTRAL	14/08/2017	44,787,473.88
	1200000651 - GOLDMAN SACHS	USD	LIBOR 6M + 0.495	SEMESTRAL	SEMESTRAL	11/12/2036	8,443,208,171.86
	1200001201 - JBIG/BANK TOKYO/SUMMOTO - 1	USD	CIRR FIJA 1.02	SEMESTRAL	SEMESTRAL	24/03/2020	1,980,979,597.87
	1200001553 - SANTANDER - 3	USD	CIRR FIJA 1.02	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/08/2029	7,209,604,600.09
	1200002002 - SANTANDER - 8	USD	LIBOR 6M + 2.5	SEMESTRAL	SEMESTRAL	30/05/2023	5,713,573,840.00
	1200002003 - AGENCE FRANCAISE DEVELOPPEMENT - 1	USD	LIBOR 6M + 2.21	SEMESTRAL	SEMESTRAL	15/04/2032	5,732,735,988.91
	1200002501 - AGENCE FRANCAISE DEVELOPPEMENT - 2	USD	LIBOR 6M + 2.65	SEMESTRAL	SEMESTRAL	20/11/2035	1,504,729,460.36
	1200002502 - NORTHWESTERN R-1	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,458,634,363.05
	1200002503 - NORTHWESTERN R-2	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	14,743,781.54
	1200002504 - VOYA R-3	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	265,388,065.94
	1200002505 - VOYA R-4	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	125,813,601.64
	1200002506 - VOYA R-5	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	461,971,818.65
	1200002507 - RELIASTAR R-6	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	123,847,763.92
	1200002508 - RELIASTAR R-7	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	7,863,350.22
	1200002509 - SECURITY R-8	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	35,385,075.61
	1200002510 - SECURITY R-9	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,965,837.76
	1200002511 - MELLON R-10	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	58,975,125.68
	1200002512 - MAC R-11	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,081,210,639.25

## Deuda documentada y PIDIREGA

Parte 4

TIPO DE DEUDA	LÍNEA DE CRÉDITO	MONEDA	TASA DE INTERÉS (CONTRATO)	FRECUENCIA PAGO INTERESES	FRECUENCIA PAGO AMORTIZACIONES	FECHA DE ÚLTIMO PAGO	SALDO INSOLUTO
	1200002513 - TRANSAMERICA R-12	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	294,875,628.94
	1200002514 - TRANSAMERICA R-13	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	196,583,752.66
	1200002515 - TRANSAMERICA R-14	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	196,583,752.66
	1200002516 - TRANSAMERICA R-15	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	196,583,752.66
	1200002517 - TRANSAMERICA R-16	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.43
	1200002518 - TRANSAMERICA R-17	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.43
	1200002519 - ELL R-18	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	491,459,381.82
	1200002520 - INDUSTRIAL R-19	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	294,875,628.94
	1200002521 - OHIO R-20	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	176,925,377.27
	1200002522 - OHIO R-21	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	117,950,251.42
	1200002523 - HARE R-22	USD	FIJA 4.39	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	98,291,876.23
	1200002524 - DEUTSCHE BANK, A.G. LONDON BRANCH	USD	FIJA 5.00	ANUAL	SEMESTRAL	29/09/2036	1,933,647,115.07
	1200000601 - INSTITUTO DE CREDITO OFICIAL - 1	MXP	TIE 91 + 0.25	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	19/01/2022	432,008,175.51
	1200000601 - BANAMEX - 4	MXP	FIJA 8.58	SEMESTRAL	SEMESTRAL	03/10/2036	1,673,287,565.78
	1200000651 - ING BANK - 4	MXP	CETES 91 + 0.5	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	23/02/2017	87,500,000.00
	1200000701 - IXE BANCO - 1	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/05/2017	87,525,908.62
	1200000751 - BBVA BANCOMER - 7	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	04/08/2017	175,461,553.73
	1200000801 - DEUTSCHE BANK - 2	MXP	CETES 182 + 0.25	SEMESTRAL	SEMESTRAL	10/11/2017	120,422,891.17
	1200000851 - ING BANK - 5	MXP	CETES 91 + 0.45	SEMESTRAL	TRIMESTRAL	11/01/2018	575,763,336.20
	1200000901 - BBVA BANCOMER - 8	MXP	FIJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	17/04/2019	648,660,699.85
	1200001001 - BANAMEX - 6	MXP	FIJA 8.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	26/07/2019	1,685,008,019.94
	1200001151 - BBVA BANCOMER - 11	MXP	TIE 28 + 1.7	SEMESTRAL	MENSUAL	25/11/2019	670,772,025.03
	1200001202 - SANTANDER - 1	MXP	TIE 28 + 0.52	SEMESTRAL	MENSUAL	17/03/2017	185,204,998.71
	1200001251 - BBVA BANCOMER - 12	MXP	TIE 28 + 1.59	SEMESTRAL	MENSUAL	28/06/2020	725,999,999.96
	1200001301 - BBVA BANCOMER - 13	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	30/07/2020	1,137,499,999.96
	1200001351 - EXPORT DEVELOPMENT CANADA - 1	MXP	TIE 28 + 1.85	SEMESTRAL	SEMESTRAL	18/11/2020	993,199,999.28
	1200001401 - BBVA BANCOMER - 14	MXP	FIJA 8.82	SEMESTRAL	MENSUAL	28/01/2021	495,000,000.00
	1200001451 - BANAMEX - 7	MXP	TIE 28 + 0.45	SEMESTRAL	MENSUAL	10/07/2020	1,329,999,999.80
	1200001651 - BANAMEX - 8	MXP	TIE 28 + 0.013	SEMESTRAL	MENSUAL	12/10/2021	746,661,474.79
<b>TOTAL DEUDA PIDIREGAS</b>							<b>109,145,957,072.23</b>
<b>TOTAL DEUDA DOCUMENTADA Y DEUDA PIDIREGAS</b>							<b>319,143,476,849.73</b>

## Proyectos de Infraestructura

Proyectos de líneas y subestaciones concluidos en 2016 bajo la modalidad de OPF

NO.	PROYECTO	METAS FÍSICAS						INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	TERMINO DE LA CONSTRUCCIÓN REAL	MONTO CONTRACTUAL (MDD)	MONTO PAGADO (MDD)	DESVIACIÓN EN MONTO (MDD)(MDD)	DESVIACIÓN EN PORCENTAJE (%)	TRABAJOS ADICIONALES / CAMBIO AL ALCANCE
		SE	MVA	MVAR	ALIM	LT	KM-C							
1	253 SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (5A FASE)	3	110	6.6	25	2	3.7	03-JUL-14	15-ENE-16	15.8	15.6	-0.2	-1%	SE REALIZÓ DEDUCTIVA POR TRABAJOS NO EJECUTADOS
2	306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (2A FASE)	2	100	7.5	0	1	36.1	28-MAY-14	19-ENE-16	8.7	8.7	0	0%	SE REALIZÓ DEDUCTIVA POR TRABAJOS NO EJECUTADOS
3	237 LT 1313 RED DE TRANSMISIÓN AL CC BAJA CALIFORNIA III	1	0	0	4	1	18.5	20-ENE-15	15-FEB-16	8.1	8.1	0	0%	SE REALIZÓ DEDUCTIVA POR TRABAJOS NO EJECUTADOS
4	308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (2A FASE)	1	0	65	0	0	0	08-OCT-14	17-FEB-16	11.6	11.6	0	0%	NO HUBO
5	215 SLT 1201 TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE BAJA CALIFORNIA (4A FASE)	1	40	2.4	7	1	3	16-NOV-12	29-FEB-16	7.2	7.0	-0.3	-3%	SE REALIZÓ DEDUCTIVA POR TRABAJOS NO EJECUTADOS
6	306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (1A FASE)	2	0	215	0	0	0	26-SEP-14	26-ABR-16	20.0	20.0	0	0%	NO HUBO
7	308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISIÓN ORIENTAL-PENINSULAR (3A FASE)	1	40	0	2	2	68.8	02-OCT-14	11-MAY-16	20.0	20.0	0	0%	NO HUBO
8	280 SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	2	30	1.8	4	1	64.3	04-JUN-15	02-JUN-16	11.2	10.8	-0.4	-4%	SE REALIZÓ DEDUCTIVA POR TRABAJOS NO EJECUTADOS
9	318 SE 1903 SUBESTACIONES NORTE NORESTE	2	525	0	0	0	0	18-DIC-14	09-JUN-16	15.0	15.0	0	0%	NO HUBO
10	317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (2A FASE)	4	225	82.5	0	0	0	13-MAR-15	19-AGO-16	8.7	8.7	0	0%	NO HUBO
11	317 SLT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACIÓN DEL NOROESTE (1A FASE)	1	0	600	0	0	0	20-FEB-15	28-AGO-16	22.5	23.0	0.5	2%	ESTA VARIACIÓN CORRESPONDE A TRABAJOS ADICIONALES
12	308 SLT 1804 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISIÓN ORIENTAL - PENINSULAR (4A FASE)	2	525	0	0	0	0	19-MAR-15	22-OCT-16	14.0	7.1	-6.8	-49%	LA DESVIACIÓN CORRESPONDE AL MONTO DE UNA OBRA PAGADA EN 2017 POR CAUSAS IMPUTABLES AL CONTRATISTA
13	306 SE 1803 SUBESTACIONES DEL OCCIDENTAL (3A FASE)	3	500	0	8	4	108.4	10-ABR-15	08-NOV-16	35.4	35.4	0	0%	NO HUBO
14	104 SLT 706 SISTEMAS NORTE (3A FASE)	3	60	0	12	1	8.6	14-MAY-15	09-DIC-16	11.9	11.9	0	0%	NO HUBO
<b>TOTAL</b>		<b>28</b>	<b>2155</b>	<b>980.8</b>	<b>62</b>	<b>13</b>	<b>311.4</b>			<b>210.0</b>	<b>202.8</b>	<b>-7.2</b>		

## Proyectos de líneas y subestaciones concluidos en 2016 bajo la modalidad de OPP

PROYECTO	METAS FÍSICAS						INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	TERMINO DE LA CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN CONTRACTUAL MOD
	SE	MVA	MVAR	ALIM	LT	KM-C			
S.E. CABO FALSO BCO. 1+ MVAR	1	30	1.8	8	0	0.0	02-ENE-14	30-ENE-16	4.18
S.E. KILOMETRO VEINTE BANCO 2	1	225.0	0.0	0	0	0.0	02-ENE-15	15-JUN-16	5.03
L.T. SANTA FE - LA FRAGUA	0	0.0	0.0	0	1	25.9	15-DIC-14	30-JUN-16	2.07
<b>TOTAL: 3</b>	<b>2</b>	<b>255.0</b>	<b>1.8</b>	<b>8</b>	<b>1</b>	<b>25.9</b>			<b>11.3</b>

## Adecuaciones Presupuestales 2016

PROYECTO	METAS FISICAS						CONVOCATORIA	FALLO	INICIO DE LA CONSTRUCCION	TERMINO DE LA CONSTRUCCION	INVERSION CONTRACTUAL INMO
	SE	MVA	MVAR	ADUM	UT	KM-C					
292 SE 1701 SUBESTACION CHIMALPA D0S	1	500	0	6	2	19.4	21-OCT-14	25-MAR-15	09-ABR-15	28-FEB-17	55.35
319 SUT 1904 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DE OCCIDENTE (2A FASE)	1	500	0	6	3	5	29-ABR-15	27-AGO-15	11-SEP-15	03-MAR-17	23.55
316 SUT 1904 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DE OCCIDENTE (1A FASE)	1	0	0	1	1	27	30-JUN-15	06-OCT-15	21-OCT-15	05-MAR-17	11
320 SUT 1905 TRANSMISION SURESTE- PENINSULAR (1A FASE)	1	0	100	0	1	19	21-NOV-14	09-FEB-15	24-FEB-15	10-MAR-17	787
320 SUT 1905 TRANSMISION SURESTE- PENINSULAR (2A FASE)	3	0	48	4	2	367.4	11-MAR-15	17-JUN-15	02-JUL-15	31-MAR-17	36.58
307 SUT 1902 SUBESTACIONES Y LINEAS TRANSFORMACION DEL NORTE (2A FASE)	2	0	0	2	1	156.8	01-AGO-14	18-NOV-15	03-DIC-15	25-ABR-17	35.19
215 SUT 1201 TRANSMISION Y TRANSFORMACION DE BAJA CALIFORNIA (5A FASE)	3	0	0	4	2	31.2	04-AGO-15	19-OCT-15	03-NOV-15	30-ABR-17	12.48
307 SUT 1902 SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSFORMACION DEL NORTE (1A FASE)		366.6	0	11	5	13.6	12-JUN-14	22-OCT-14	06-NOV-14	30-ABR-17	31.54
214 SE 1210 NORTE- NORESTE (6A FASE)	6	0	0	0	1	24.5	01-SEP-15	07-DIC-15	22-DIC-15	16-MAY-17	4.1
317 SUT 1902 SUBESTACIONES Y COMPENSACION DEL NORESTE (3A FASE)	0	500	0	8	5	76.4	26-MAY-15	17-SEP-15	02-OCT-15	23-MAY-17	33.31
316 SE 1901 SUBESTACIONES DE BAJA CALIFORNIA (3A CONVOCATORIA)	2	255	1.8	13	2	13.9	25-MAY-15	02-JUL-15	17-JUL-15	31-MAY-17	17.08
214 SE 1210 NORTE- NORESTE (6A FASE)	4	30	1.8	4	1	38.9	15-DIC-15	31-MAR-16	15-ABR-16	08-JUN-17	9.36
290 SE 1520 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	2	30	1.8	8	1	11	06-OCT-15	02-MAR-16	17-MAR-16	09-JUN-17	5.55
234 SUT 1302 TRANSMISION Y TRANSFORMACION NORESTE (1A FASE)	1	500	75	8	5	25.2	29-MAY-15	01-OCT-15	16-OCT-15	06-JUL-17	29.79
314 UT 1911 RED DE TRANSMISION ASOCIADA AL CC EMPALME II	1	1750.00	100	14	3	118.9	07-ABR-15	11-NOV-15	26-NOV-15	01-AGO-17	89.98
297 UT 1911 RED DE TRANSMISION ASOCIADA AL CC EMPALME I	4	0	0	16	7	425.6	10-MAR-15	20-AGO-15	04-SEP-15	23-AGO-17	86.68
274 SE 1620 DISTRIBUCION VALLE DE MEXICO (1A FASE)	5	780	124.2	123	7	161	22-MAR-12	26-OCT-12	09-NOV-12	31-AGO-17	94.59
253 SE 1420 DISTRIBUCION NORTE (3A FASE)	10	30	1.8	8	1	0.5	12-ENE-16	06-JUN-16	21-JUN-16	13-SEP-17	4.62
273 SE 1627 DISTRIBUCION NORTE SUR (3A FASE)	1	0	0	2	2	23.8	01-MAR-16	11-JUL-16	26-JUL-16	18-OCT-17	4.75
321 SUT 1920 SUBESTACIONES Y LINEAS DE DISTRIBUCION (5A FASE)	1	30	1.8	8	1	1.4	29-FEB-16	23-JUN-16	08-JUL-16	31-OCT-17	5.46
288 SUT 1722 DISTRIBUCION SUR (2A FASE)	2	40	2.4	9	1	4.3	11-AGO-15	02-DIC-15	16-AGO-16	08-NOV-17	7.13
293 SUT 1720 DISTRIBUCION VALLE DE MEXICO (1A FASE)	1	120	18	18	1	1	19-ABR-16	08-AGO-16	23-AGO-16	15-NOV-17	11.74
259 SE 1527 DISTRIBUCION SUR (6A FASE) (2A CONVOCATORIA)	1	30	1.8	8	1	2.2	04-JUL-16	10-OCT-16	25-OCT-16	18-NOV-17	4.88
198 SE 1116 TRANSFORMACION DEL NORESTE (4A FASE)	2	500	0	11	4	97.6	12-JUN-14	28-OCT-14	12-NOV-14	30-ENE-18	49.95
304 UT 1905 LINEA DE TRANSMISION	2	0	195.3	3	3	441.8	11-AGO-14	18-NOV-14	03-DIC-14	30-ENE-18	129.83
274 SE 1620 DISTRIBUCION VALLE DE MEXICO (2A FASE)	10	420	73.8	83	4	26.2	17-ENE-13	02-ENE-14	17-ENE-14	30-ENE-18	89.75
290 SUT 1721 DISTRIBUCION NORTE (4A FASE)	1	30	1.8	5	2	17.2	15-JUN-16	24-OCT-16	08-NOV-16	31-ENE-18	6.49
281 UT 1719 RED DE TRANSMISION ASOCIADA AL CC NORESTE	2	0	0	7	3	128.1	15-SEP-15	28-ABR-16	13-MAY-16	01-FEB-18	45.91
321 SUT 1920 SUBESTACIONES Y LINEAS DE DISTRIBUCION (4A FASE)	3	50	3	11	2	42.4	20-JUL-16	04-NOV-16	18-NOV-16	10-FEB-18	11.74
326 UT RED DE TRANSMISION ASOCIADA A LA CC LOS AZULES III FASE II	1	0	0	4	1	1.5	27-SEP-16	06-DIC-16	21-DIC-16	05-MAR-18	4.46
293 UT 1723 RED DE TRANSMISION ASOCIADA A LA CENTRAL NORTE II	2	0	0	10	4	211	09-ABR-14	07-AGO-15	21-AGO-15	30-MAR-18	17.35
309 SUT 1920 DIVISIONES DE DISTRIBUCION DEL VALLE DE MEXICO (1A FASE)	5	360	54	54	3	5.2	24-SEP-15	06-MAY-16	20-MAY-16	19-ABR-18	48.15
336 SUT 2001 SUBESTACIONES Y LINEAS BAJA CALIFORNIA SUR- NORESTE (1A FASE)	8	950	0	13	5	225	11-MAY-16	17-NOV-16	02-DIC-16	25-MAY-18	44.49
<b>TOTAL 33</b>	<b>90</b>	<b>7771.6</b>	<b>806.3</b>	<b>482</b>	<b>87</b>	<b>2,404.2</b>					<b>1,069.8</b>

### Proyectos de líneas y subestaciones en construcción bajo la modalidad OPP

PROYECTO	METAS FÍSICAS						CONVOCATORIA	FALLO	INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	TÉRMINO DE LA CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN CONTRACTUAL ESTIMADA MDD
	SE	MVA	MVAR	ALIM	LT	KM-C					
S.E. VALLE DE MÉXICO	1	0.0	0.0	18	0	0.0	16-OCT-14	03-DIC-14	22-DIC-14	31-MAY-17	22.72

### Proyectos de líneas y subestaciones en licitación bajo la modalidad OPF

PROYECTO	METAS FÍSICAS						CONVOCATORIA	FALLO	INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	TÉRMINO DE LA CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN CONTRACTUAL ESTIMADA MDD
	SE	MVA	MVAR	ALIM	LT	KM-C					
242 SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR (2ª FASE) 1/	2	50	3	14	2	3.3	23-DIC-16	16-MAR-17	31-MAR-17	4-MAY-18	9.91
209 SE 1212 SUR-PENINSULAR (6ª FASE)	1	20	1.2	6	1	0.9	9-DIC-16	22-MAR-17	6-ABR-17	31-MAR-18	4.93
337 SLT 2020 SUBESTACIONES, LINEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (1ª FSAE)	0	0	0	0	5	22.3	30-NOV-16	25-ABR-17	10-MAY-17	2-AGO-18	18.56
288 SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	1	40	2.4	10	1	4.0	11-OCT-16	18-MAY-17	02-JUN-17	03-DIC-18	5.83
337 SLT 2002 SUBESTACIONES Y LINEAS DE LAS ÁREAS NORTE- OCCIDENTAL 1A FASE	3	975	100	4	2	208.7	08-DIC-16	13-JUN-17	28-JUN-17	20-SEP-18	79.19
<b>TOTAL: 5</b>	<b>7</b>	<b>1,085</b>	<b>106.6</b>	<b>34</b>	<b>11</b>	<b>239.2</b>					<b>118.42</b>

### Proyectos de líneas y subestaciones en construcción bajo la modalidad OPP

PROYECTO	METAS FÍSICAS						CONVOCATORIA	FALLO	INICIO DE LA CONSTRUCCIÓN	TÉRMINO DE LA CONSTRUCCIÓN	INVERSIÓN CONTRACTUAL ESTIMADA MDD
	SE	MVA	MVAR	ALIM	LT	KM-C					
L.T. TEXCOCO - LA PAZ	0	0.0	0.0	0	1	52.1	08-DIC-16	26-ENE-17	04-FEB-17	30-OCT-17	1.7
SUBESTACIONES TEXCOCO - LA PAZ	2	0.0	0.0	2	0	0.0	22-DIC-16	09-FEB-17	17-FEB-17	30-OCT-17	1.2
<b>TOTAL: 2</b>	<b>2</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>2</b>	<b>1</b>	<b>52.1</b>					<b>2.9</b>

### Proyectos convocados en 2016

NOMBRE DEL PROYECTO	MW	KM-C	MVA	MVAR	MEDIDORES	PUBLICACIÓN CONVOCATORIA	INVERSIÓN CONTRACTUAL MDD
45 CC TOPOLOBAMPO III	665.88	-	-	-	-	22-SEP-16	630.8
253 SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	-	0.5	30	1.8	-	12-ENE-16	4.6
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (6A FASE)	-	2.2	30	1.8	-	11-FEB-16	5
213 SE 1211 NORESTE-CENTRAL (4A FASE)	-	42.65	60	3.6	-	16-FEB-16	13.9
321 SLT 1920 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (5A FASE)	-	1.42	30	1.8	-	29-FEB-16	5.5
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (3A FASE)	-	23.77	0	0	-	01-MAR-16	4.8
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (8A FASE)	-	2.42	30	1.8	-	29-MAR-16	4.9
282 SLT 1720 DISTRIBUCIÓN VALLE DE MÉXICO (1A FASE)	-	1	120	18	-	19-ABR-16	11.7
245 SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE (5A FASE)	-	42.23	40	2.4	-	26-ABR-16	8.2
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	-	0	50	3	-	03-MAY-16	4.7
339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (5A FASE) (2A CONV.)	-	1185	162.32	0	378,510	03-MAY-16	170
336 SLT 2001 SUBESTACIONES Y LÍNEAS BAJA CALIFORNIA SUR - NOROESTE (1A FASE)	-	226.5	950	0	-	11-MAY-16	44.5
260 SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	-	0.25	30	1.8	-	19-MAY-16	4.2
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	-	17.51	60	3.6	-	31-MAY-16	6.3
328 LT RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A LA CG LOS AZUFRES III FASE II	-	1.33	0	0	-	07-JUN-16	5
280 SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	-	17.2	30	1.8	-	15-JUN-16	6.5
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (6A FASE)	-	2.2	30	1.8	-	04-JUL-16	5
321 SLT 1920 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	-	42.4	50	3	-	20-JUL-16	11.7
350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	-	3.1	2.49	0	1,722	26-JUL-16	1.3
350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	-	0	0	0	131,221	02-AGO-16	36.6
350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (3A FASE)	-	353.18	45.86	0	91,765	09-AGO-16	38.5
328 LT RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A LA CG LOS AZUFRES III FASE II	-	1.45	0	0	-	27-SEP-16	4.5
288 SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR (3A FASE)	-	4	40	2.4	-	11-OCT-16	6.1
321 SLT 1920 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (1A FASE) (2A CONVOCATORIA)	-	0.18	20	1.2	-	15-NOV-16	3
338 SLT 2020 SUBESTACIONES, LÍNEAS Y REDES DE DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	-	25.33	0	0	-	30-NOV-16	18.6
337 SLT 2002 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE LAS ÁREAS NORTE - OCCIDENTAL (1A FASE)	-	208.7	975	100	-	07-DIC-16	34.9
209 SE 1212 SUR-PENINSULAR (6A FASE)	-	0.9	20	1.2	-	09-DIC-16	4.93
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (4A FASE)	-	0.54	20	1.2	-	15-DIC-16	3.8
242 SE 1323 DISTRIBUCIÓN SUR (2A FASE)	-	3.26	50	3	-	23-DIC-16	9.9
<b>29</b>	<b>666</b>	<b>2,209</b>	<b>2,876</b>	<b>155</b>	<b>511,545</b>		<b>1,109.4</b>

# FUNDAMENTO LEGAL DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS APLICADAS POR LA CFE

## Contratos suscritos en 2016

NOMBRE DEL PROYECTO	MW	KM-C	MVA	MVAR	MEDIDORES	MONTO (MDD)	INVERSIÓN CONTRACTUAL MDD	
42 CC NOROESTE	777.98	-	-	-	-	334.49	4.6	IBERDROLA GENERACIÓN MÉXICO, S.A. DE CV.
209 SE 1212 SUR-PENINSULAR (9A FASE)	-	20.31	20	1.2	-	8.17	5	MONDISA MÉXICO, S.A. DE CV. / MONDISA MONTAJES DIVERSOS, S.A.
339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	-	0	0	0	5,727	4.3	13.9	TECNOLOGÍAS EOS, S.A. DE CV. / INTEGRAGAS TELCORZ, S.A. DE CV.
260 SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	-	1.06	30	1.8	-	5.55	5.5	PROYECTOS Y DESARROLLOS CUTZA, S.A. DE CV. / PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES URISA, S.A. DE CV.
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (5A FASE)	-	8.55	30	1.8	-	8.84	4.8	PROYECTOS Y DESARROLLOS CUTZA, S.A. DE CV. / PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES URISA, S.A. DE CV.
214 SE 1210 NORTE-NOROESTE (9A FASE)	-	38.9	30	1.8	-	9.36	4.9	ELECTRICAS DE MEDELLIN INGENIERIA Y SERVICIOS, S.A. / EDEMTEC, S.A. DE CV.
281 LT RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA AL CC NOROESTE	-	128.1	0	0	-	45.91	11.7	EXCLUSIVE HIGH-TECH, S.A. DE CV. / CASTO DE MÉXICO, S.A. DE CV. / OBRAS ESPECIALIZADAS DEL PACÍFICO, S.A. DE CV. / R.A. CONSTRUCCIONES Y ADAPTACIONES, S.A. DE CV.
309 SLT 1820 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN DEL VALLE DE MÉXICO	-	5.15	360	54	-	48.15	8.2	SIEMENS S.A. DE CV.
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	-	-	50	3	-	4.15	4.7	GROSE INGENIEROS, S.A. DE CV. / SOLUCIONES GROSE, S.A. DE CV.
253 SE 1420 DISTRIBUCIÓN NORTE (3A FASE)	-	0.5	30	1.8	-	4.62	170	ELECTRICAS DE MEDELLIN INGENIERIA Y SERVICIOS, S.A. / EDEMTEC, S.A. DE CV.
321 SLT 1820 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (5A FASE)	-	1.42	30	1.8	-	5.46	44.5	SERINTRA, S.A. DE CV.
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (3A FASE)	-	23.77	0	0	-	4.75	4.2	ELECTRO SERVICIOS HR, S.A. DE CV. / ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS EL ROBLE, S.A. DE CV.
273 SE 1621 DISTRIBUCIÓN NORTE - SUR (8A FASE)	-	2.42	30	1.8	-	5	6.3	ASELEC ELECTRICIDAD, S.A. DE CV.
213 SE 1211 NORESTE-CENTRAL (4A FASE)	-	42.65	60	3.6	-	14	5	INGENIERÍA Y SERVICIOS ADM. S.A. DE CV. / CONSTRUCTORA ELECTROMECAÁNICA TASAL, S.A. DE CV.
288 SLT 1722 DISTRIBUCIÓN SUR (2A FASE)	-	4.3	40	2.4	-	7.13	6.5	RENGEN ENERGY SOLUTIONS, S.A. DE CV. / PROYECTOS Y CONSULTORIA DEL DESIERTO, S.A. DE CV. / DISTRIBUCIÓN Y POTENCIA, L.C. S.A. DE CV.
260 SE 1520 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	-	0.25	30	1.8	-	4.24	5	PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES URISA, S.A. DE CV. / PROYECTOS Y DESARROLLOS CUTZA, S.A. DE CV.
282 SLT 1720 DISTRIBUCIÓN VALLE DE MÉXICO (1A FASE)	-	1	120	18	-	11.74	11.7	PROYECTOS Y CONSTRUCCIONES URISA, S.A. DE CV. / PROYECTOS Y DESARROLLOS CUTZA, S.A. DE CV.
245 SE 1320 DISTRIBUCIÓN NOROESTE (5A FASE)	-	42.23	40	2.4	-	8.18	1.3	ASELEC ELECTRICIDAD, S.A. DE CV.
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (1A FASE)	-	0	50	3	-	4.69	36.6	CONSTRUCTORA HOSTOTIPAQUILLO, S.A. DE CV.
339 SLT 2021 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (5A FASE) (2A CONVOCATORIA)	-	1185	162.32	0	378,510	169.89	38.5	ELECTRICAS DE MEDELLIN, INGENIERIA Y SERVICIOS, S.A. / EDEMTEC, S.A. DE CV. / SIEMENS, S.A. DE CV.
259 SE 1521 DISTRIBUCIÓN SUR (6A FASE)	-	2.2	30	1.8	-	4.98	4.5	ELECNOR, S.A. / ELECNOR MÉXICO, S.A. DE CV.
310 SLT 1821 DIVISIONES DE DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	-	17.51	60	3.6	-	6.33	6.1	XINFRAESTRUCTURA, S.A. DE CV.
280 SLT 1721 DISTRIBUCIÓN NORTE (4A FASE)	-	17.2	30	1.8	-	6.49	3	ELECTRO SERVICIOS HR, S.A. DE CV. / ACTIVIDADES DE CONSTRUCCIÓN Y SERVICIOS EL ROBLE, S.A. DE CV.
321 SLT 1820 SUBESTACIONES Y LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN (4A FASE)	-	42.4	50	3	-	11.74	18.6	CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES DE MÉXICO, S.A. DE CV.
336 SLT 2001 SUBESTACIONES Y LÍNEAS BAJA CALIFORNIA SUR - NOROESTE (1A FASE)	-	226.5	950	0	-	44.49	34.9	CONTROL Y MONTAJES INDUSTRIALES DE MÉXICO, S.A. DE CV.
350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (2A FASE)	-	0	0	0	131,221	38.56	4.93	INGENIERIA Y SERVICIOS ADM. S.A. DE CV. / ALDESA CONSTRUCCIONES, S.A. / GIMSA CONSTRUCCIONES INTEGRALES DEL GOLFO, S.A. DE CV.
350 SLT 2121 REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN DISTRIBUCIÓN (3A FASE)	-	353.18	45.86	0	91,765	38.53	3.8	TECNOLOGÍAS EOS, S.A. DE CV.
328 LT RED DE TRANSMISIÓN ASOCIADA A LA CG LOS AZÚFRES III FASE II	-	1.45	0	0	-	4.48	9.9	TÉCNICA ELECTROMECAÁNICA CENTRAL, S.A. DE CV.
<b>28</b>	<b>778</b>	<b>2,166</b>	<b>2,278</b>	<b>110</b>	<b>515,550</b>	<b>862</b>	<b>1,109.4</b>	

blicado en el DOF el 28 de agosto de 2015.

Adicionalmente, la política que actualmente se aplica a los clientes de las tarifas domésticas no catalogados como alto consumo, para bombeo de riego agrícola, de alumbrado público y de bombeo de aguas negras y potables, finales fue establecida por la SHCP en los Acuerdos tarifarios que se señalan a continuación:

### Tarifas Domésticas:

“Acuerdo por el que se autoriza ajustar las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos”, publicado en el DOF el 30 de diciembre de 2015. Estableció una reducción de 2% a todos los cargos de las tarifas finales de energía eléctrica del Suministro Básico a usuarios domésticos 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F, vigentes durante diciembre de 2015, sin aplicar desde la fecha un ajuste mensual a los mismos.

### Tarifas para bombeo para riego agrícola

*Tarifas de Estímulo:* “Acuerdo que autoriza el ajuste a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica 9-CU y 9-N”, publicado en el DOF el 21 de diciembre de 2007. Estableció los ajustes anuales cada 1 de enero a los cargos de las tarifas 9-CU, Tarifa de Estímulo para Bombeo de Agua para Riego Agrícola con Cargo Único y 9-N, Tarifa de Estímulo Nocturna para Bombeo de Agua para Riego Agrícola. El ajuste es de \$0.02 al cargo por kilowatt-hora de energía consumida de la Tarifa 9-CU y al cargo por kilowatt-hora de energía consumida en periodo diurno de la Tarifa 9-N, mientras que el ajuste es de \$0.01 al cargo por kilowatt-hora de energía consumida en periodo nocturno de la Tarifa 9-N.

### Tarifas diferentes a las de Estímulo:

“Acuerdo que autoriza el ajuste y reestructuración a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica” publicado en el DOF el 7 de enero de 2003. Estableció el ajuste mensual de 2% a los cargos de las tarifas para servicio para bombeo de agua para riego agrícola en baja y media tensión (9 y 9M).

### Tarifas para el Servicio de alumbrado público y para el Servicio de bombeo de aguas negras y potables:

“Acuerdo que autoriza el ajuste y modificación a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica y que modifica las disposiciones complementarias a las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica”, publicado en el DOF el 17 de enero de 2003. Estableció el ajuste mensual de 6% a los cargos

de las tarifas para el servicio de alumbrado público (5 y 5A) y para el servicio de bombeo de aguas negras y potables (6).

*El artículo 138 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), establece que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas.*