

ANÁLISIS PROGRAMÁTICO INSTITUCIONAL COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD

I. ESTRATEGIA PROGRAMÁTICA INSTITUCIONAL

El mejor desempeño obtenido de la actividad industrial y el incremento de la población han propiciado un aumento importante en la demanda de electricidad. Por tal motivo, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) tiene como misión coadyuvar al desarrollo económico y social del país a través de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, para estar en condiciones de garantizar el abasto futuro del fluido eléctrico en el país, en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y oportunidad.

Para cumplir con su misión, la CFE desarrolla sus actividades, tomando en cuenta las prioridades establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000 y en el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía 1995-2000, los cuales se orientan al logro de los siguientes objetivos:

- Satisfacer la demanda de energía eléctrica, a fin de impulsar el crecimiento económico y el desarrollo social.
- Desarrollar un sistema eléctrico altamente confiable y seguro, que responda a las expectativas de los usuarios en términos de oportunidad, continuidad y calidad.
- Facilitar la transformación hacia un mercado abierto y competitivo. Introducir un mercado virtual de energía para calcular precios de transferencia y fomentar la competencia interna.
- Proteger el ambiente y promover el bienestar social.
- Promover la participación de la inversión privada en el desarrollo de la infraestructura eléctrica, en materia de generación, transmisión y transformación.

Para responder a los retos que impone la expansión del sector eléctrico, en 1999 la política de gasto público otorgó prioridad al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica a través de la realización de proyectos con recursos públicos que, por requerir de una inversión inicial muy alta y ofrecer bajas tasas de recuperación, deben ser realizados por el Estado, ya que son socialmente necesarios; y mediante el impulso de proyectos de generación de energía con la participación de la iniciativa privada.

Las principales líneas de acción propuestas en el Presupuesto de Egresos de la Federación de 1999, fueron las siguientes:

- Llevar a cabo la expansión de su capacidad de generación de energía eléctrica y el fortalecimiento de las áreas de transmisión, transformación y distribución.
- Continuar las acciones para el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica con la participación de la iniciativa privada, principalmente en materia de generación.
- Conservar y mantener la infraestructura eléctrica actual y desarrollar actividades de apoyo para la ejecución de proyectos que se realizan con financiamiento del sector privado.
- Asegurar a la economía nacional el suministro oportuno y suficiente de energía eléctrica, para atender una demanda de energía eléctrica, que se estima crezca en 5.6 por ciento, en relación con 1998.
- Realizar las acciones necesarias en materia de preservación y mejoramiento del ambiente y en la promoción del uso racional de energía.

II. PRINCIPALES RESULTADOS

Conforme a los objetivos establecidos en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 1999, la CFE continuó realizando las acciones necesarias para que el país disponga de la infraestructura suficiente y confiable que se requiere para atender la creciente demanda de energía eléctrica en el presente y en los próximos años.

Reestructuración del sector eléctrico

El proceso de reestructuración y modernización a que se ha sometido el sector eléctrico en los últimos años ha permitido elevar los niveles de eficiencia operativa y administrativa, a la vez que ha contribuido a la expansión de su capacidad de generación de energía y el fortalecimiento de las áreas de transmisión, transformación, distribución y control. La inversión pública ha sido apoyada con la participación de la iniciativa privada en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, principalmente en materia de generación. A pesar de esto, la participación del sector privado ha sido limitada. Todo parece indicar que la existencia de condiciones monopólicas en la comercialización de la energía y la regulación vigente hacen poco atractiva la inversión de capital privado sin las garantías del Estado en la generación de energía eléctrica.

Por otra parte, ante la falta de un mercado para vender sus excedentes de producción, los cogeneradores y autoabastecedores se limitan a satisfacer sus propias necesidades. Así, los proyectos de generación sólo son rentables para los inversionistas privados cuando el productor consume toda la energía eléctrica que genera o cuando la producción es vendida totalmente a CFE mediante un contrato de largo plazo bajo la modalidad de Productores Independientes de Energía (PIE).

Ante el dinámico crecimiento económico registrado en el país durante esta década y las expectativas de crecimiento hacia el nuevo milenio, se ha reflejado en un incremento significativo de la demanda eléctrica, así mismo, la recuperación económica del país en la actual administración rebasó significativamente lo planteado en 1995 al elaborar el Programa Sectorial respectivo.

A ese propósito responde la iniciativa de reforma a los artículos 27 y 28 constitucionales, enviada al Honorable Congreso de la Unión el 2 de febrero de 1999; a través de ella se propone abrir y ampliar los espacios necesarios para la concurrencia de la inversión de los sectores público, social y privado en la industria eléctrica.

El Poder Ejecutivo Federal ha desarrollado una propuesta de reforma estructural del sector eléctrico para asegurar la satisfacción de la creciente demanda de energía eléctrica, mejorar la calidad, confiabilidad y costo del servicio, y atraer capital privado, tanto nacional como extranjero, para el financiamiento de las inversiones requeridas. De esta forma, se busca ampliar el espacio presupuestario para atender las prioridades nacionales del desarrollo social a cargo del Estado, dejando que la expansión del sector eléctrico nacional sea financiada por todos los sectores económicos.

Asimismo, durante esta década y en particular durante 1999, se han realizado esfuerzos sustanciales para la modernización de la Comisión Federal de Electricidad, con el objeto fundamental de hacer más eficiente este servicio público. Lo anterior se ha logrado a través de la desconcentración de funciones a fin de otorgar mayor autonomía de gestión a las diferentes áreas que conforman la CFE, la introducción de sistemas informáticos que permitan la medición de costos e indicadores técnicos y la creación de las Divisiones de Negocios.

De esta manera y bajo la coordinación de la Dirección de Modernización y Cambio Estructural se implementó el Programa de Transformación Corporativa cuyos objetivos son los siguientes:

- Consolidar los avances logrados.
- Transparentar la toma de decisiones y las relaciones entre las distintas áreas
- Profundizar el proceso de reestructuración y modernización del sector eléctrico.
- Desconcentrar las funciones operativas en divisiones autónomas.

De esta manera se tiene el compromiso de contar para el mes de agosto de 2000, con una estructura en la CFE donde ésta actúe como corporativo, de la que se desprendan una serie de divisiones responsables de la generación, del sistema de operaciones y del despacho, de la transmisión y de la distribución de energía eléctrica, excepto en el caso de los sistemas eléctricos aislados de Baja California y Baja California Sur, que se mantendrán integrados.

Con base a lo anterior, se han establecido criterios básicos para el proceso de transformación, los cuales se describen a continuación:

- Mantener la estabilidad e integridad operativa del Sistema Eléctrico Nacional. Este criterio pretende asegurar que las actividades encaminadas a la transformación corporativa no afecten la función de la CFE de operar eficientemente el Sistema Eléctrico Nacional.
- Asegurar la viabilidad técnica y económica. Por medio de este criterio se pretende garantizar que los objetivos y actividades de la Transformación tengan sentido tanto técnico, como económico.
- Crear un mercado sombra de energía. Introducir un mercado virtual de energía para calcular precios de transferencia y fomentar la competencia interna.

Además, y de manera fundamental, cualquier posible cambio a las condiciones laborales que la propuesta implique será ampliamente discutido y acordado con el sindicato de la CFE, con fundamento en el Convenio de Estabilidad en el empleo ante la Apertura del Sector Eléctrico, firmado el 24 de junio de 1999, con el Sindicato Unico de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM).

Con fundamento a lo anterior se formaron cuatro divisiones de negocios piloto, para las que se establecieron parámetros para medir su desempeño, entre los que destacan: Establecer órganos de gobierno, contar con patrimonio identificado y regularizado, implementar mecanismos de medición de energía horaria, evaluar el desempeño económico (Estados de resultados), fortalecer la autonomía de gestión, formalizar acuerdos de servicios entre divisiones de negocio y unidades de servicios centralizados y desarrollar habilidades gerenciales y de mercado en el personal de las divisiones.

Con la implementación y seguimiento de las divisiones pilotos de generación y distribución, se ha cumplido el 100 por ciento de los compromisos establecidos en el programa de Transformación Corporativa para 1999, ya que estas divisiones cuentan con Consejos de Planeación y Seguimiento, han identificado completamente su patrimonio y están en proceso de regularizarlo, los mecanismos de medición de energía y desempeño económico han sido presentados oportunamente a través de estados de resultados, se cuenta con la identificación plena de los servicios centralizados y están por formalizarse los acuerdos entre las áreas respectivas, se han desarrollado los programas de capacitación necesarios y están en proceso de ser implementados al resto de las divisiones como parte del programa institucional de capacitación de CFE.

Para agosto de 2000, se tiene contemplado implementar al resto de las divisiones de negocio que comprenderán la generación, transmisión, distribución y el administrador del mercado de energía, para ello el CENACE terminará de absorber sus nuevas funciones de operación del mercado virtual y contará con mayor autonomía de gestión.

En lo que se refiere a la Transformación de Oficinas Nacionales, durante 1999 se realizaron diversas acciones a fin de desconcentrar funciones hacia las diversas divisiones, esto con el propósito de ampliar su autonomía de gestión, por otra parte se definieron los servicios que deberían de mantenerse centralizados y se comenzó su formalización mediante acuerdos normativos.

Respecto a la definición de las reglas y procedimientos para implementar un mercado interno de energía, también se lograron importantes avances durante 1999. En el mes de agosto se formó un grupo de trabajo conformado por miembros de esta empresa y la Comisión Reguladora de Energía, con el objetivo de definir las reglas del mercado sombra de energía. Gracias a este grupo de trabajo se han llegado a acuerdos entre la CFE y las autoridades competentes en temas relacionados en las reglas básicas del

despacho hidráulico y pago por energía, implementación del mercado y el reconocimiento de que el CENACE será una División más de CFE.

Durante el año 2000 se discutirán diversos temas relacionados con la definición de las reglas de mercado como es el caso de los Costos Variables Auditados, Valor del Costo de Pérdida de Carga, los Servicios Conexos, Tarifas de Transmisión, entre otros.

Capacidad instalada y generación bruta de energía

Al finalizar el período enero – diciembre de 1999 la capacidad instalada efectiva de generación de energía eléctrica ascendió a 34 839.3 Megawatts (Mw), que comparada con los 34 384.2 Mw que se tenían al 31 de diciembre de 1998, representa una adición de 455.1 Mw, lo que equivale a un incremento del 1.3 por ciento.

Lo anterior es resultado de la entrada en operación comercial de la unidad turbogas No. 6 en la central Huinalá con una capacidad efectiva de 139.7 Mw; la unidad turbogas No. 3 de la Central Tijuana con 150.0 Mw y la unidad turbogas No. 4 en la Central Emilio Portes Gil (Río Bravo) con 145.1 Mw; la reincorporación a operación comercial de la unidad No.2 de la Central Hidroeléctrica Itzicuaru con una capacidad efectiva de 0.3 Mw; la entrada en operación comercial de la unidad eoloeléctrica No.1 en Guerrero Negro con una capacidad efectiva de 0.6 Mw, incremento de Potencia en las dos unidades de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, permitió incrementar la capacidad efectiva de Generación Nucleoeléctrica en 59.0 Mw (29.5 Mw. por Unidad). La unidad 1 inició su incremento de potencia en junio de 1999 y la unidad 2 en julio de 1999; así como por la disminución a cero Mw de las unidades hidroeléctricas Huazuntlán No.1 con capacidad de 1.6 Mw, Tuxpango unidades 1, 2, 3 y 4 con 36.0 Mw en total y la baja definitiva de la unidad de combustión interna T-2500-1 con capacidad de 2.0 Mw perteneciente a Plantas Móviles, ubicada en la Central Guerrero Negro.

Por su parte, la generación bruta de energía eléctrica a cargo de la CFE ascendió a 179 068.0 Gigawatts hora (GWh), cifra superior en 6.0 por ciento a la de 1998; se importaron 657.0 GWh, se exportaron 131.0 GWh, se recibió energía de productores externos por 887.0 GWh y el enlace neto con LFC fue de 34 451.2 GWh. Con ello, se dispuso de 146 029.5 GWh para el suministro de energía por parte de CFE, cifra superior en un 5.3 por ciento a la del año anterior.

La energía generada, se integró en un 63.2 por ciento con base a hidrocarburos, 17.9 por ciento hidráulica, 10.2 por ciento carboeléctrica, 5.6 por ciento nucleoeléctrica y 3.1 por ciento geotermoeléctrica y eoloeléctrica.

La capacidad instalada de generación con fuentes alternas (hidroeléctrica, geotermoeléctrica, carboeléctrica, nucleoeléctrica y eoloeléctrica) fue de 14 107.7 Mw; lo cual significó un incremento del 21.7 Mw, equivalentes al 0.2 por ciento respecto a 1998 y una participación de 40.5 por ciento de los 34 839.3 Mw de capacidad instalada total. La generación de energía eléctrica de fuentes alternas a los hidrocarburos alcanzó los 65 886.0 GWh, es decir, una participación de 36.8 por ciento del total.

La capacidad instalada en subestaciones de distribución, se incrementó en 5.8 por ciento con relación a 1998, al pasar de 28 241.5 a 29 865.9 MVA.

En líneas de distribución de distintas tensiones se tienen 566 951.6 kilómetros, lo que significa un incremento de 2.2 por ciento respecto a los 554 411.9 kilómetros reportados un año antes.

La capacidad de subestaciones en MVA en operación al principio de 1999 era de 96 679.4 MVA, y con el incremento de 6 495.0 MVA en el año, se tiene una capacidad de 103 174.4 MVA.

Lo anterior cumple con el propósito de mantener y mejorar la continuidad y calidad del servicio, así como alimentar las cargas existentes y de nueva generación eléctrica, a fin de contar con reservas para emergencias y disminuir las interrupciones.

En líneas de transmisión instaladas y en operación en tensiones de 400, 230 y 115 Kilovoltios (Kv), se tuvo 35 240.0 Kilómetros (Km), lo que significó un incremento de 3.2 por ciento respecto a los 34 160.0 Km reportados en el año anterior.

Comercialización de energía eléctrica

Las ventas directas al mes de diciembre de 1999, ascendieron a 117 433.7 GWh, superiores en 6.1 por ciento al registrado en el mismo lapso de 1998 e inferiores en 0.2 por ciento al presupuesto.

Las ventas netas a LFC durante este período fueron de 34 451.2 GWh, superior en 5.9 por ciento e inferior en 0.3 por ciento al presupuesto.

Las exportaciones por su parte, alcanzaron un volumen de 131.0 GWh, superiores en 70.1 por ciento a las realizadas de enero a diciembre de 1998, y con relación a la meta programada, representó un incremento de 142.6 por ciento.

En resumen, las ventas totales al mes de diciembre de 1999, ascendieron a 152 016.0 GWh, superiores en 6.1 por ciento e inferior en 0.1 por ciento al presupuesto.

El consumo promedio mensual por usuario, sin incluir las exportaciones y las ventas netas a LFC, fue de 558.0 kWh/usuario, superior en 2.0 por ciento al registrado en el mismo período del año anterior, lo que se debió fundamentalmente a un crecimiento en los sectores doméstico (2.1 por ciento) y comercial (2.0 por ciento), combinado con una disminución en los sectores agrícola (1.2 por ciento), servicios (11.1 por ciento), la mediana industria (2.0 por ciento) y la gran industria (1.0 por ciento). El consumo real experimentado resultó inferior en 0.4 por ciento a la cifra presupuestada.

Al mes de diciembre de 1999, el número de usuarios ascendió a 17 863.0 miles, cifra superior en 4.0 por ciento a la registrada en el año anterior, y en 0.3 por ciento a la cifra presupuestada.

El mejoramiento de la atención a usuarios se mantiene como un aspecto prioritario en los proyectos de CFE, tanto en módulos de atención permanente (CFEmáticos), centros de servicios al cliente y en la atención personal a grandes clientes (CFEactiva empresarial).

Al cierre de 1999 se tienen en operación 570 equipos, mediante los cuales se realizan más de 756 mil operaciones mensuales, lo que significa que el 7.5 por ciento de toda la cobranza del Organismo se realiza a través de los módulos CFEmático.

Se tienen en operación 111 Centros de Servicios al Cliente, con lo cual se cubre el 100 por ciento de las áreas urbanas del país, beneficiando a 60 millones de habitantes, proporcionándoles por teléfono toda la gama de servicios a los que tiene acceso el cliente en nuestras oficinas, excepto pagos.

La atención personal a grandes clientes se brinda a 7 500 empresas en todo el país, se ofrecen todo tipo de servicios de apoyo, consulta y asesoría, habiendo probado su eficacia durante los cambios de tarifa, cuando se les hace una amplia explicación de los cambios, sus repercusiones en la empresa y las opciones que se ofrecen para administrar la energía en forma más eficiente.

Tarifas eléctricas

La política tarifaria se orientó a apoyar el saneamiento financiero de la CFE e inducir el consumo racional del fluido eléctrico. En tal sentido, para 1999 se autorizaron las siguientes disposiciones:

Tarifas Residenciales, de Servicios y para Bombeo Agrícola.- Se aplicó un deslizamiento mensual acumulativo del 1.02 por ciento, aplicado a partir del día primero de cada mes.

Tarifas de Uso General en Baja, Media y Alta Tensiones.- Se prosiguió la aplicación del mecanismo de ajustes mensuales ligados a la inflación nacional y a los precios de los combustibles.

Tarifas Horarias.- Se continúa con el programa de ampliación de tarifas horarias en media tensión, incorporando gradualmente a los clientes con demandas superiores a 100 Kw.

Con estos ajustes, el precio medio de la energía eléctrica en 1999 fue de 50.4 centavos por kilowatt-hora, 13.7 por ciento mayor en términos nominales al del año previo.

Programa de inversiones

El Presupuesto de inversión original en el flujo de efectivo de la CFE para 1999, fue de 16 000 042.7 miles de pesos y en el transcurso del año se autorizaron recursos para la conversión de la T.G. el Saúz por 175 000.0 miles de pesos; al final del año se modificó la inversión conforme a las provisiones de cierre de cada una de las subdirecciones, quedando la inversión en 15 144 640.2 miles de pesos y el ejercicio fue de 15 313 469.6 miles de pesos. Este último monto representa un incremento del 11.9 por ciento con relación al ejercido en 1998, y el 95.7 por ciento del presupuesto original autorizado para el presente año, una de las causas, es que se cancelaron las licitaciones de la repotenciación de la Central Valle de México (206 100.0 miles de pesos) y otra de equipo de cómputo de la Subdirección de Distribución (204 000.0 miles de pesos)

Durante el ejercicio de 1999 y con la finalidad de ajustar las partidas asignadas a otras que representaban las necesidades más urgentes, se efectuaron diversas modificaciones para asignarles recursos, por ejemplo: a la Seguridad de instalaciones (147 000.0 miles de pesos) y a la ampliación de redes de distribución (184 821.2 miles de pesos); asimismo, se ajustaron los montos para las adquisiciones de bienes restringidos y equipo de cómputo en aproximadamente 302 000.0 miles de pesos. La Junta de Gobierno autorizó para bienes restringidos 413 481.2 miles de pesos y se ejercieron 277 234.1 miles de pesos y de bienes informáticos la Junta autorizó 404 300.0 miles de pesos y se ejercieron 160 464.9 miles de pesos, representando en conjunto un ejercicio menor de 380 082.2 miles de pesos.

El presupuesto original autorizado de bienes muebles e inmuebles fue de 983 890.9 miles de pesos siendo su ejercicio de 938 018.6 miles de pesos que representan un ejercicio inferior de 45 872.3 miles de pesos (4.7 por ciento), principalmente por la cancelación de una licitación de equipo de cómputo de la Subdirección de Distribución; en el caso de la obra pública el presupuesto original autorizado fue de 11 707 703.4 miles de pesos y el ejercido de 11 265 940.4 miles de pesos, que representa un ejercicio menor por 441 763.0 miles de pesos (3.8 por ciento) y en el arrendamiento, su presupuesto original autorizado fue de 3 308 448.4 miles de pesos y su ejercicio fue de 3 109 510.6 miles de pesos, que representan un ejercicio menor en 198 937.8 miles de pesos (6.0 por ciento), en su ejercicio se incluyeron prepagos por 456 165.5 miles de pesos (279 285.0 miles de pesos de la C.T. Tuxpan Unidades 3 y 4, y de la C.T. Topolobampo II por 176 880.5 miles de pesos).

Cobertura del servicio eléctrico

De acuerdo al compromiso social de la CFE y con la coordinación de los tres órdenes de gobierno, la cobertura del suministro del servicio eléctrico durante 1999 es del 94.7 por ciento del total de la población.

Durante 1999 la CFE avanzó en el programa de electrificación rural al ejecutar obras por un monto de 376 953.4 miles de pesos, destacando la electrificación de 958 localidades rurales 378 colonias populares y de 1 pozo para riego agrícola. Lo anterior permitió ampliar la cobertura del servicio a 276 731 habitantes y efectuar la instalación de 26 428 postes en redes de distribución de energía eléctrica así como la construcción de 1 065 kilómetros de líneas de distribución.

De estas obras destacan las realizadas en: Chihuahua, Durango, Guanajuato, Michoacán, Puebla, San Luis Potosí, Veracruz y Zacatecas en las que se instalaron 18 458 postes y tendieron 880.8 km de líneas en beneficio de 624 poblados rurales y 154 colonias populares.

Diversificación energética

La diversificación energética y el uso de fuentes no convencionales de generación de energía eléctrica constituye uno de los propósitos modernizadores para asegurar el fluido en cantidad y oportunidad,

garantizar la sustitución gradual de combustóleo que impacta negativamente el ambiente, por gas natural, e impulsar la construcción de plantas eoloelectricas. En 1999 la capacidad efectiva de las fuentes alternas a hidrocarburos fue de 14 109.9 Mw, generando con esto 65 886.0 GWh, cifras superiores en 0.16 y 16.4 por ciento respectivamente, con relación a 1998.

En apoyo a esta política, la CFE junto con la SEDESOL, gobiernos estatales y municipales, instalan módulos solares en las comunidades rurales. Si bien la participación de estos módulos en la capacidad instalada es muy pequeña, los beneficios sociales para los habitantes de estas regiones son significativos.

Ahorro y uso eficiente de energía

De acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 1995-2000, así como en el Programa de Reestructuración y Modernización del Sector Energía, se continuaron las acciones de ahorro de energía para propiciar la preservación de recursos naturales y la protección del ambiente a través de la ejecución de programas, en los ámbitos interno y externo del sector.

Las acciones a las que hace mención el párrafo anterior se están llevando a cabo a través del Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (PAESE) y por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE).

Durante 1999, se terminaron 134 proyectos con aplicación de medidas ahorradoras, en instalaciones de usuarios intensivos en el uso de energía eléctrica, considerados de la siguiente forma: 58 en instalaciones industriales, 50 en empresas comerciales, 26 en servicios de alumbrado público y bombeo de agua potable y residual. Además, se han rehabilitado 1 002 sistemas de bombeo destinados al bombeo agrícola, estos últimos desarrollados bajo la coordinación de la Comisión Nacional del Agua. En el sector doméstico se aislaron 2 748 viviendas en regiones de clima cálido, se sustituyeron 194 mil lámparas incandescentes por ahorradoras y se instalaron 2 185 equipos de aire acondicionado de alta eficiencia.

En el Programa de incentivos y desarrollo del mercado, también en el sector doméstico se reemplazaron 1.4 millones de lámparas ahorradoras en 98 poblaciones de 17 estados de la República. Este programa, que contempla también al sector productivo, permitió comercializar 7 632 motores y 519 compresores ahorradores y más de 1.3 millones de equipos de alumbrado comercial.

El Horario de Verano se aplicó por cuarto año consecutivo, con un ahorro estimado de 1 092.0 GWh en consumo y de 613.0 Mw en demanda.

Se apoyaron los trabajos que permitieron concluir siete proyectos de norma, tres de ellos actualizaciones, destinados al uso racional de la energía eléctrica en equipos, sistemas y edificaciones; y entraron en vigor las correspondientes a instalaciones eléctricas y a transformadores de distribución. Asimismo, se promovió el Sello FIDE como distintivo de excelencia en ahorro de energía a 581 modelos de equipos de 14 empresas.

En lo que concierne a la formación de una cultura de ahorro de energía eléctrica, en 1999 se celebró la VIII edición del Premio Nacional para el Ahorro de Energía Eléctrica. También se imprimieron más de 4.5 millones de materiales diversos sobre el tema de ahorro de energía en apoyo a los programas realizados y se logró la capacitación de 1 900 representantes de empresas industriales, comerciales y de servicios.

Se brindó asistencia técnica a la Comisión Ejecutiva del Río Lema de El Salvador y se firmaron contratos para asesorar a Procobre de Perú e impartir un taller sobre empresas de servicios energéticos en Tailandia.

Por lo que toca a los ahorros obtenidos en 1999, incluyendo el horario de verano, estos fueron de 3 091.0 GWh y 1 212.0 Mw en consumo y demanda, respectivamente.

Productividad, eficiencia operativa y calidad del servicio

Los indicadores que miden la productividad y situación financiera de la CFE, se han mantenido en niveles aceptables y la mayoría de ellos presentan una mejoría respecto a los obtenidos en 1998.

En materia de productividad destacan los siguientes resultados: el indicador usuarios por trabajador de operación resultó superior en 2.97 por ciento; el volumen de ventas GWh por trabajador de operación fue mayor en 5.27 por ciento; la relación de kilómetros de líneas de transmisión por trabajador se incrementó en 1.53 por ciento y el indicador de usuarios por trabajador de distribución creció en 3.78 por ciento.

Indicadores de Productividad

Indicadores	Unidad de Medida	1998	1999	Variación % 99/98 3/
Laboral				
Crecimiento del personal de operación 1/	Porcentaje	1.18	0.85	-0.33
Usuarios / trabajador de operación	Usuarios / Trabajador	293.92	302.64	2.97
Ventas / trabajador de operación	GWh / trabajador	1.932846	2.034752	5.27
Capacidad instalada / trabajador de generación	Mw. / trabajador	1.96675	1.99	1.18
Líneas de transmisión / trabajador de líneas de transmisión	Kms. / trabajador	46.8209	47.5351	1.53
Usuarios / trabajador de distribución	Usuarios / trabajador	490.59	509.14	3.78
Eficiencia operativa				
Disponibilidad promedio termoeléctrica base	Porcentaje	83.79	84.56	0.92
Disponibilidad promedio hidroeléctricas	Porcentaje	86.09	83.96	-2.47
Eficiencia térmica centrales termoeléctricas base	Porcentaje	35.30	35.32	0.02
Pérdidas de energía 1/	Porcentaje	10.67	10.97	0.30
Calidad del servicio				
Tiempo de interrupción / usuario	Minutos / usuario	224.79593	230.13324	2.37
Inconformidades / 1,000 usuarios-periodo	Inconf. / 1,000 usuarios	10.68407	10.47109	-1.99
Plazo de conexión nuevos usuarios	Días	1.40143	1.29367	-7.69
Administrativos financieros				
Gastos de servicios admvos / productos de explotación	Porcentaje	5.36	6.88	1.52
Crecimiento del personal de oficinas nacionales 1/	Porcentaje	0.88	1.40	0.52
Relación precio / costo 2/	\$ / \$	0.76	0.73	-3.95

1/ Los datos registrados en la columna de variación se expresan en diferencias porcentuales.

2/ Considerando el impacto por la aplicación de los boletines B10 y D3 en los Estados Financieros

3/ La variación, se calcula considerando los resultados de 1998 y 1999 con mas de 2 decimales, (Resultados de hoja de cálculo como se reporta mensualmente a la SECODAM).

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

En el ámbito de eficiencia operativa, las pérdidas de energía se mantuvieron ligeramente superiores a las observadas en igual período anterior al ubicarse en 10.97 por ciento. Asimismo, la disponibilidad de las centrales hidroeléctricas mantuvo un comportamiento desfavorable de 2.47 puntos porcentuales con relación al registrado durante diciembre de 1998, al incrementarse la indisponibilidad por causas ajenas de 5.3 por ciento registrado en 1998 a 6.88 por ciento en 1999, debido principalmente a la falta de agua en las regiones Noroeste al quedar fuera de servicio casi la totalidad de las unidades y en la región Centro Norte (Boquilla y Colina) y la Noreste (La Amistad), en tanto que la relativa a las termoeléctricas base fue favorable en 0.92 puntos porcentuales con respecto a 1998, influyendo en este resultado las actividades de mantenimiento programadas.

Con relación a la calidad del servicio, destaca el indicador que mide el tiempo de interrupción por usuario el cual se ubicó en 230.1 minutos al año, 5.3 minutos más que el año anterior, como consecuencia de las afectaciones tenidas en líneas y redes de distribución por efecto de los huracanes "Adrián", "Greg" e "Irwin", que se registraron durante este período, impactando en 91 minutos el valor obtenido. Sin incluir estas afectaciones que es la forma como se estima la meta anual, el TIU de 1999 es de 139 minutos, que comparado con el mismo período de 1998, también sin afectaciones que fue de 160 minutos, refleja una

disminución de 21 minutos, lo cual representa una disminución de 13.13 por ciento. A su vez las inconformidades de los usuarios fueron abatidas en 1.99 por ciento, al reducirse de 10.68407 a 10.47109 por cada mil usuarios. Adicionalmente el plazo de conexión a nuevos usuarios mejoró al reducirse en 7.69 por ciento, al pasar de 1.40143 días a 1.29367 días.

Se presenta una desmejoría de 28.36 por ciento en el indicador gastos de servicios administrativos productos de explotación, al incrementarse el nivel de gasto de 5.36 por ciento registrado en 1998 a 6.88 por ciento registrado durante 1999. El crecimiento del personal de oficinas nacionales, presenta una desmejoría de 0.52 puntos porcentuales al que se tenía en el mismo período del año anterior, derivado principalmente de las modificaciones registradas en la estructura de la organización.

La relación precio/costo, presenta una disminución de 3.95 por ciento respecto al registrado durante 1998, al pasar de 0.76 a 0.73 en 1999, originado fundamentalmente a que los productos únicamente crecieron 16.3 por ciento, principalmente por el efecto del crecimiento de 6.1 por ciento de las ventas al detalle y del crecimiento de 13.6 por ciento del precio medio de las ventas al detalle.

Situación financiera

Cifras expresadas en miles de pesos de cierre de 1999.

El activo total ascendió a 465 246 423.0 miles de pesos, que comparado con pasivos y reservas de 115 561 077.0 miles de pesos, arroja un patrimonio de 349 685 346.0 miles de pesos.

El activo fijo ascendió a 419 627 884.0 miles de pesos, representando el 90.2 por ciento del activo total.

Las inversiones y cuentas por cobrar a largo plazo se ubicaron en 1 397 983.0 miles de pesos al mes de diciembre, siendo los adeudos por préstamos a trabajadores a través del Fondo de la Habitación el renglón más representativo, ya que representa el 96.0 por ciento del total del rubro.

El activo circulante pasó de 27 625 777.0 miles de pesos en diciembre de 1998 a 38 639 746.0 miles de pesos en diciembre de 1999, incrementándose en 39.9 por ciento, originado principalmente por el incremento en el nivel de los ingresos en flujo de efectivo obtenidos por la entidad y el gasto autorizado por la SHCP.

El pasivo a largo plazo es de 38 882 292.0 miles de pesos, presentando un decremento de 10.8 por ciento respecto a diciembre de 1998, derivado de la baja en el tipo de cambio del dólar, éste se ubicó al cierre de diciembre de 1999 en 9.5143 contra 9.8650 en diciembre de 1998, ya que la mayor parte de los créditos obtenidos en moneda extranjera son contratados en dólares, aunado a lo anterior disminuyó por los traspasos de vencimientos menores a 12 meses.

El pasivo a corto plazo se ubicó en 24 634 456.0 miles de pesos, para observar un incremento de 12.1 por ciento originado principalmente por el adeudo a PEMEX derivado fundamentalmente por el aumento en el combustible del 15.6 por ciento ya que éste es el principal proveedor de energéticos de la entidad.

La relación patrimonio/activo fue de 75.2 por ciento mayor en 1.2 puntos porcentuales en términos absolutos, a la obtenida en diciembre de 1998, lo que muestra una estructura financiera sólida.

Resultados de Operación

Los productos por ventas al detalle crecieron el 3.9 por ciento en términos reales, mientras que la demanda de energía eléctrica se incrementó en 6.1 por ciento y el precio medio facturado disminuyó en 2.0 por ciento. Sin embargo, los productos totales que ascienden a 82 046 588.0 miles de pesos, solo crecieron el 0.1 por ciento, debido al cambio en la forma de medición con LFC.

El costo de explotación, que incluye la depreciación, indirectos del corporativo y costo de obligaciones laborales, que en conjunto asciende a 74 353 395.0 miles de pesos, observa un crecimiento del 1.8 por

ciento en términos reales, derivado de incrementos en servicios personales (7.0 por ciento), depreciación (6.9 por ciento) y costo de obligaciones laborales (20.7 por ciento) y de una disminución en el renglón de fuerza comprada a LFC por el cambio en la forma de medición.

El costo de obligaciones laborales creció significativamente debido a los incrementos salariales de los dos últimos años (el estudio actuarial anterior se hizo en 1997 y consideró una estimación para 1998 con información real hasta 1997). De no ser por el incremento en este renglón los costos de operación se hubieran mantenido en el mismo nivel de 1998 y, en consecuencia, el remanente de explotación hubiera mejorado ligeramente.

Durante el período se obtuvo un producto financiero de 2 971 991.0 miles de pesos, originado principalmente por las fluctuaciones cambiarias favorables de 1 787 846.0 miles de pesos y del resultado favorable por posición monetaria que permitieron absorber totalmente los intereses a cargo.

La utilidad neta fue de 9 153 693.0 miles de pesos (pérdida de 989 679.0 miles de pesos en 1998), que obedece principalmente a lo siguiente:

- Paridad favorable en comparación a la del cierre de 1998.
- Productos financieros superiores a los esperados.
- Mayor nivel de subsidio en términos reales, derivado principalmente del mayor costo laboral que no está impactado en tarifas (éstas solo se actualizaron por inflación esperada).

III. EXPLICACION A LAS VARIACIONES PROGRAMATICAS

1. Estructura y Orientación del Gasto

Durante 1999, de conformidad con los objetivos y estrategias establecidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación, la CFE ejerció un gasto de 63 202 386.0 miles de pesos, recursos inferiores en 1 581 460.8 miles de pesos, equivalente a un decremento del 2.4 por ciento a la asignación original de 64 783 846.8 miles de pesos aprobada por la H. Cámara de Diputados. El total del presupuesto se ejerció a través del Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía, para llevar a cabo acciones relativas a incrementar la capacidad de generación de energía eléctrica, fortalecer la infraestructura de transmisión, transformación y distribución de electricidad; y para reforzar los proyectos que coadyuven a la preservación y mejoramiento del ambiente y a la utilización racional de la energía.

El presupuesto ejercido se integró en su totalidad de recursos propios. El gasto corriente ejercido por la CFE fue de 51 823 057.6 miles de pesos, cifra menor en 1 374 891.5 miles de pesos y 2.6 por ciento al presupuesto original de 53 197 949.1 miles de pesos. Dicha variación se explica por los menores recursos erogados en los capítulos de servicios generales y materiales y suministros principalmente, cuyas variaciones negativas fueron de 13.5 y 3.5 por ciento respectivamente, así como a un mayor ejercicio en servicios personales del 6.1 por ciento.

En el capítulo de servicios personales, se ejercieron 12 899 780.7 miles de pesos, cantidad mayor en 744 361.9 miles de pesos (6.1 por ciento) a los 12 155 418.8 miles de pesos presupuestados originalmente, debido principalmente a que el número estimado de nuevos jubilados fue superior al esperado.

Por concepto de materiales y suministros se erogaron 32 918 786.0 miles de pesos, que comparado con la previsión original significó una disminución de 1 179 851.5 miles de pesos, equivalente a una variación negativa del 3.5 por ciento, debido principalmente a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación.

Para el rubro de servicios generales se devengaron 6 004 490.9 miles de pesos, cifra menor en 939 401.9 miles de pesos, equivalente a una disminución del 13.5 por ciento, motivado por el programa aplicado por la CFE dirigido a optimizar los diferentes servicios, en particular los de asesoría, comerciales

y bancarios, cumpliendo así con las medidas de austeridad presupuestaria emitidas por el Gobierno Federal y obtener ahorros en la administración de recursos humanos, materiales y financieros.

Por su parte, el presupuesto ejercido en gasto de capital ascendió a 11 379 328.4 miles de pesos, con una participación del 18.0 por ciento respecto al gasto total de la CFE y significó un decremento del 1.8 por ciento, equivalente a 206 569.3 miles de pesos al asignado original. Este decremento se explica por no haberse ejercido algunos proyectos de los paquetes de PIDIREGAS de transmisión y distribución.

El gasto ejercido en obra pública significó el 89.3 por ciento del gasto de capital, al devengarse 10 157 734.6 miles de pesos, cifra inferior 4.2 por ciento a la asignación original. Los recursos se aplicaron para desarrollar y construir nuevos proyectos de generación, transformación y transmisión, así como para la ampliación de redes de distribución y de ampliación generación - operación, a fin de proporcionar el servicio de energía eléctrica a las áreas demandantes.

El gasto ejercido en el capítulo de bienes muebles e inmuebles, representó el 10.7 por ciento del gasto de capital, cuyo monto ascendió a 1 221 593.8 miles de pesos, cantidad mayor en 237 702.9 miles de pesos (24.2 por ciento) a lo presupuestado originalmente. Dichos recursos se destinaron a la adquisición de mobiliario y equipo de oficina, equipo de transporte, equipo de computo, equipo de comunicación, equipo de laboratorio, terrenos y edificios.

Clasificación Administrativa del Gasto Programable Devengado de la Comisión Federal de Electricidad, 1999

F	SF	Descripción	Presupuesto (Miles de pesos con un decimal)		Variación absoluta (Ejer/Orig) (Miles de pesos con un decimal)			Variación porcentual (Ejer/Orig)			Estructura porcentual	
			Original	Ejercido	Total	Corriente	Capital	Total	Corriente	Capital	Orig.	Ejer.
		TOTAL	64 783 846.8	63 202 386.0	-1 581 460.8	-1 374 891.5	-206 569.3	-2.4	-2.6	-1.8	100.0	100.0
		Recursos propios	64 783 846.8	63 202 386.0	-1 581 460.8	-1 374 891.5	-206 569.3	-2.4	-2.6	-1.8	100.0	100.0
		Subsidios y transferencias										
PSPE		POR PROGRAMA										
17		Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía	64 783 846.8	63 202 386.0	-1 581 460.8	-1 374 891.5	-206 569.3	-2.4	-2.6	-1.8	100.0	100.0
		Recursos propios	64 783 846.8	63 202 386.0	-1 581 460.8	-1 374 891.5	-206 569.3	-2.4	-2.6	-1.8	100.0	100.0
		Subsidios y transferencias										
F	SF	POR FUNCION/SUBFUNCION										
09		Seguridad social	1 765 322.1	2 281 247.5	515 925.4	515 925.4		29.2	29.2		2.7	3.6
		Recursos propios	1 765 322.1	2 281 247.5	515 925.4	515 925.4		29.2	29.2		2.7	3.6
		Subsidios y transferencias										
02		Pensiones y jubilaciones	1 765 322.1	2 281 247.5	515 925.4	515 925.4		29.2	29.2		2.7	3.6
		Recursos propios	1 765 322.1	2 281 247.5	515 925.4	515 925.4		29.2	29.2		2.7	3.6
		Subsidios y transferencias										
15		Energía	63 018 524.7	60 921 138.5	-2 097 386.2	-1 890 816.9	-206 569.3	-3.3	-3.7	-1.8	97.3	96.4
		Recursos propios	63 018 524.7	60 921 138.5	-2 097 386.2	-1 890 816.9	-206 569.3	-3.3	-3.7	-1.8	97.3	96.4
		Subsidios y transferencias										
02		Electricidad	63 018 524.7	60 921 138.5	-2 097 386.2	-1 890 816.9	-206 569.3	-3.3	-3.7	-1.8	97.3	96.4
		Recursos propios	63 018 524.7	60 921 138.5	-2 097 386.2	-1 890 816.9	-206 569.3	-3.3	-3.7	-1.8	97.3	96.4
		Subsidios y transferencias										

FUENTE: Comisión Federal de Electricidad

El total de los recursos ejercidos de la CFE se destinó a cubrir el gasto programable de las funciones 09 Seguridad Social y 15 Energía, las cuales determinan el ámbito programático de las actividades de la CFE.

La función 09 Seguridad Social, participó con el 3.6 por ciento del presupuesto total ejercido y se constituye por la Subfunción 02 Pensiones y jubilaciones. Los recursos erogados son de naturaleza corriente y ascendieron a 2 281 247.5 miles de pesos, con un crecimiento del 29.2 por ciento respecto al presupuesto original, mismos que en su totalidad se financiaron con recursos propios. Dicho incremento se deriva porque durante 1999 decidieron jubilarse trabajadores no considerados inicialmente. Los recursos se aplicaron en las pensiones y jubilaciones de 16 936 trabajadores permanentes de base y

confianza de acuerdo al contrato colectivo suscrito entre la CFE y sus trabajadores. La política de Seguridad Social aplicada por la CFE garantiza niveles de vida decorosos, tanto para los trabajadores pensionados y jubilados como para sus familiares.

La función 15 Energía, participó con el 96.4 por ciento del total de los recursos ejercidos y se financiaron en un 100.0 por ciento con recursos propios; y se integra únicamente por la subfunción 02 Electricidad, en la cual se realizan las actividades fundamentales del organismo.

De manera general, se puede concluir que la política de gasto público de la CFE otorgó prioridad a los proyectos de generación eléctrica y líneas y redes de transmisión, transformación y distribución, y se orientó a garantizar el suministro de energía eléctrica altamente confiable y seguro, configurar una organización eficaz y productiva, mejorar la eficiencia y calidad en el suministro del servicio; asegurar la disponibilidad de recursos humanos calificados, operar con criterios de rentabilidad económica y financiera, proteger el ambiente y promover el bienestar social.

III.2 Análisis de las Variaciones Programáticas

FUNCION: 09 Seguridad Social

Esta función se constituye en el medio más efectivo y solidario con que cuenta la CFE para procurar el mejoramiento de los niveles de bienestar de los trabajadores y sus familias. Para ello, en 1999 la CFE erogó recursos por 2 281 247.5 miles de pesos, cantidad mayor en 515 925.4 miles de pesos, equivalente a un incremento de 29.2 por ciento con relación al original de 1 765 322.1 miles de pesos. La naturaleza de este tipo de gasto es corriente, se financió con recursos propios y se ejerció a través del capítulo de servicios personales.

SUBFUNCION: 02 Pensiones y jubilaciones

A través de esta subfunción la CFE continuó perfeccionando sus esquemas de prestaciones económicas y sociales en beneficio de su planta laboral. De los 2 281 247.5 miles de pesos erogados, el 31.9 por ciento se destinó a prestaciones económicas y el 68.1 por ciento al pago de pensiones y jubilaciones. El monto ejercido fue superior en 29.2 por ciento a la previsión original, debido a que el número de nuevos jubilados se incremento con relación a lo estimado.

PROGRAMA SECTORIAL: 17 Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía

En el ámbito de la seguridad social, este programa tiene como objetivo promover políticas, normas y procedimientos que permitan incrementar las prestaciones económicas y sociales de los trabajadores en activo, pensionados y jubilados.

El presupuesto asignado para cubrir este objetivo fue de 1 765 322.1 miles de pesos, el cual al cierre del año se incrementó en 515 925.4 miles de pesos, es decir, se contó con un ejercicio presupuestal de 2 281 247.5 miles de pesos, 29.2 por ciento más que la previsión al original, debido a que el número estimado de nuevos jubilados se incremento con relación a lo estimado.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 423 Proporcionar prestaciones económicas

Esta actividad institucional tiene como objetivo realizar los pagos de pensiones y jubilaciones. En 1999 laboraron en promedio 72 449 trabajadores en la CFE, de los cuales 44 002 son sindicalizados, 10 629 de confianza, 11 565 temporales y 6 253 eventuales. De los trabajadores de base y confianza, 16 936 conforman la planilla de pensionados y jubilados, es decir el 23.4 por ciento del total de trabajadores de la CFE. Como parte de la política de atención a los recursos humanos y con base en el Contrato Colectivo de Trabajo entre la CFE y sus trabajadores permanentes de base y confianza, se ejercieron 2 281 247.5 miles de pesos, de los cuales 1 552 815.3 miles de pesos se aplicaron para sufragar el pago

de las 16 936 personas jubiladas; los 728 432.2 miles de pesos restantes se destinaron al pago de diversas prestaciones. Entre las principales prestaciones que la CFE otorgó a sus trabajadores destacan:

- Prestaciones acumulables al salario diario tabulado, a fin de conformar el salario integrado para efectos de jubilación.
- Pago de aguinaldo equivalente a 40 días de salario.
- Ayudas para gastos funerarios no menor de 10 200.0 pesos, así como pago de hasta tres años de pensión a familiares a partir de la fecha de jubilación, en caso de fallecimiento del pensionado.
- Incremento anual en el monto por pensión, similar a los aumentos acordados para los trabajadores permanentes en la revisión del contrato colectivo.
- Atención médica a los jubilados y sus familiares.

FUNCION: 15 Energía

A través de esta función la CFE establece las políticas, actividades institucionales y proyectos relacionados con la generación, transformación, transmisión, y ventas de energía eléctrica, y con la construcción y mantenimiento de plantas y líneas de distribución, a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios en términos de oportunidad, continuidad y calidad.

La función 15 Energía, participó con el 96.4 por ciento del total de los recursos ejercidos por la entidad y se integra por la subfunción 02 Electricidad, un programa sectorial, cinco actividades institucionales y 13 proyectos institucionales y de inversión con sus correspondientes indicadores estratégicos y metas en donde se realizan las actividades fundamentales del organismo.

Durante 1999 el gasto ejercido ascendió a 60 921 138.5 miles de pesos, monto inferior en 2 097 386.2 miles de pesos, equivalente a un decremento de 3.3 por ciento con relación al presupuesto original de 63 018 524.7 miles de pesos. La variación observada se explica por la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación. Los recursos se aplicaron en la generación y comercialización de energía eléctrica y al incremento de la capacidad instalada del sector eléctrico, apoyando el avance y conclusión de proyectos de plantas generadoras y líneas y subestaciones de transmisión y distribución.

Por clasificación económica, el gasto corriente ejercido fue de 49 541 810.1 miles de pesos, el cual representó el 81.3 por ciento del gasto de la función Energía, y fue menor en 3.7 por ciento, es decir, 1 890 816.9 miles de pesos, con relación al presupuesto original, debido a la disminución del 13.5 por ciento en el gasto servicios generales, en acato a las normas de austeridad que dictó el gobierno federal durante el ejercicio fiscal de 1999. En el capítulo de materiales y suministros también se ejerció un gasto menor en 3.5 por ciento, en virtud de que en las actividades de operación y mantenimiento de centrales generadoras de transmisión y transformación se obtuvieron ahorros en materiales, combustibles y lubricantes y a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación; asimismo, el gasto erogado en el capítulo de servicios personales aumentó en 2.2 por ciento porque el incremento salarial rebasó las estimaciones presupuestales destinadas para el pago de Salarios, Prestaciones y Previsión Social e IMSS.

El gasto de capital participó con el 18.7 ciento del gasto devengado y ascendió a 11 379 328.4 miles de pesos, cantidad inferior en 206 569.3 miles de pesos, que representan el 1.8 por ciento con relación a lo programado de 11 585 897.7 miles de pesos. Esta variación mínima se explica por el incremento de 24.2 por ciento en el capítulo de bienes muebles e inmuebles y a la disminución del 4.2 por ciento en obra pública, fundamentalmente en la Actividad Institucional 437 Desarrollar y Construir Infraestructura Básica.

SUBFUNCION: 02 Electricidad

Las acciones de esta subfunción tienen como objetivo proveer una oferta de energía eléctrica suficiente que responda a las expectativas de los usuarios en términos de oportunidad, continuidad y calidad. Para su consecución se desarrollan actividades orientadas a incrementar la capacidad de generación, transformación y transmisión y venta de energía eléctrica, mediante la construcción y mantenimiento de plantas de generación, sistemas de transformación y líneas de distribución.

Para ese propósito se programaron originalmente 63 018 524.7 miles de pesos. Al concluir el ejercicio fiscal de 1999 el presupuesto ejercido fue de 60 921 138.5 miles de pesos, cifra inferior en 2 097 386.2 miles de pesos, equivalente a un decremento del 3.3 por ciento con relación al presupuesto original, debido principalmente al menor ejercicio en el gasto corriente, por la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación.

En gasto corriente se ejercieron 49 541 810.1 miles de pesos, 1 890 816.9 miles de pesos menos que lo asignado originalmente de 51 432 627.0 miles de pesos, significando un decremento del 3.7 por ciento. Destaca por su comportamiento el capítulo de materiales y suministros que devengó recursos por 32 918 786.0 miles de pesos, menor en 1 179 851.5 miles de pesos, es decir, en 3.5 por ciento, debido al menor ejercicio que se dio en la compra de energía eléctrica a LFC y al ahorro en diversos lubricantes. Aunque en menor cuantía, en el capítulo de servicios personales se registró un mayor ejercicio al devengarse 10 618 533.2 miles de pesos, 228 436.5 miles de pesos más que lo asignado originalmente. Por lo que corresponde al capítulo de servicios generales el ejercicio fue de 6 004 490.9 miles de pesos, menor en 939 401.9 miles de pesos, equivalente a una disminución de 13.5 por ciento respecto del presupuesto original, motivado por el programa aplicado por la CFE dirigido a optimizar los diferentes servicios, en particular los de asesoría, comerciales y bancarios, cumpliendo así con las medidas de austeridad presupuestaria emitidas por el Gobierno Federal.

Por su parte, el gasto de capital ejercido fue de 11 379 328.4 miles de pesos, inferior en 206 569.3 miles de pesos, lo que representa un decremento del 1.8 por ciento, debido principalmente a que no se ejercieron en su totalidad algunos paquetes PIDIREGAS. El gasto erogado en el capítulo de obra pública participó con el 89.3 por ciento de los recursos ejercidos, en tanto que el de bienes muebles e inmuebles lo hizo con el 10.7 por ciento.

PROGRAMA SECTORIAL: 17 Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía

En el ámbito de la subfunción 02 Electricidad, el Programa de Desarrollo y Reestructuración del Sector de la Energía da cobertura a las actividades institucionales de desarrollar y construir infraestructura básica, distribuir y comercializar energía eléctrica, generarla, transmitirla y transformarla, así como administrar recursos humanos, materiales y financieros. De acuerdo con lo anterior, los principales objetivos de este programa para las actividades institucionales que lo conforman son: satisfacer la demanda de energía eléctrica, desarrollando la infraestructura de un sistema eléctrico confiable y seguro; avanzar en la reestructuración y modernización del sector, para incrementar su eficiencia operativa y administrativa y asegurar la disponibilidad de recursos humanos calificados.

Como ya se comentó en la función 15 y Subfunción 02, el presupuesto ejercido ascendió a 60 921 138.5 miles de pesos, cifra inferior en 3.3 por ciento a lo previsto originalmente. La actividad institucional que influyó principalmente en la desviación del gasto es la 508 Transmitir y transformar energía eléctrica, debido a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación.

La distribución del gasto ejercido en cada una de las actividades institucionales que contribuyeron a la realización de los objetivos sectoriales fue: 17.9 por ciento para desarrollar y construir infraestructura básica; 11.7 por ciento para distribuir y comercializar energía eléctrica; 57.9 por ciento para generar energía eléctrica; 8.1 por ciento para transmitir y transformar energía eléctrica, y 4.4 por ciento para administrar recursos humanos, materiales y financieros.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 437 Desarrollar y construir infraestructura básica

Los objetivos determinados para realizar esta actividad institucional son planear y construir los proyectos de generación, transmisión, transformación y distribución a fin de ampliar la capacidad instalada del sector eléctrico, que permita garantizar el abasto y satisfacer el crecimiento de los sectores productivos y elevar el bienestar de la población.

Esta actividad institucional participó con el 17.9 por ciento del gasto devengado en el programa sectorial. El presupuesto ejercido fue de 10 905 637.4 miles de pesos, con una variación menor de 96 240.6 miles de pesos, equivalente a un decremento del 0.9 por ciento con relación al originalmente programado de 11 001 878.0 miles de pesos, debido a que no se ejercieron en su totalidad algunos proyectos PIDIREGAS. La naturaleza del gasto fue de capital y se financió con recursos propios.

PROYECTO: K024 Proyectos de generación hidroeléctrica

El objetivo de este proyecto de inversión es el de planear, organizar, dirigir y controlar las actividades de estudios y diseño de ingeniería y la supervisión de la construcción de las obras civiles y electromecánicas de Proyectos Hidroeléctricos. Desarrollándose las siguientes actividades:

Estudios realizados para el incremento en la capacidad instalable, en las etapas de planeación y diseño sobre construcción de los siguientes proyectos: Gran Visión de la Antigua y Estudio de la P.H. Xúchiles ambos en el Estado de Veracruz ; tramo Angostura - Malpaso; integración de la cartera de proyectos y P.H. Tepoa, análisis cortina baja.

Ejecución de trabajos previos a la construcción; P.R. Amata, Avalúos de bienes inmuebles; P.H. El Cajón, conclusión de la ingeniería básica, trabajos para el camino de acceso, complemento del diseño de la manifestación de impacto ambiental, trazo y trayectoria e ingeniería básica.

Venta de servicios de Ingeniería; supervisión de trabajos y realización del estudio de impacto ambiental del P.H. Atexcaco; estudio y diseño ejecutivo de protecciones contra inundaciones a poblados de la costa de Oaxaca y estudio y diseño ejecutivo de la Presa Sepio en el Estado de Guanajuato.

Servicios de ingeniería a la Gerencia de generación hidroeléctrica para centrales en operación; Botello (nuevo arreglo); C.H. Valentín Gómez Farías (tanque-captación), modernización Tuxpango; ampliaciones de la centrales: Manuel Moreno Torres 2da. etapa, Villita y Fernando Hiriart Balderrama; análisis de rentabilidad de las centrales: Angostura, Villita, Infiernillo y José Cecilio del Valle; proyectos de ampliación, Macúzari, Oviáchic, El Encanto y Cupatitzio; diagnóstico de rehabilitación, repotenciación y/o modernización; del Sistema Conchos La Boquilla, Colina, Ixtaczoquitlán, Micos, Electroquímica, Texolo, Tepazolco, Colimilla, Puente Grande, Jumatán, Las Juntas, Intermedia, Portezuelos I, Portezuelos II, Bartolinas, Itzicuaró, San Pedro Porúas, Las Rosas; actividades previas para los proyectos de Líneas de Transmisión, definición de sitios y trayectorias, diseño, topografía, solicitud de permisos y dictámenes de impacto ambiental, integración de documentos para la licitación y supervisión. Trabajos de la Residencia de obras complementarias de la C.H. Fernando Hiriart Balderrama, supervisión, finiquito y cierres, reparación del camino de acceso a casa de máquinas.

Apoyo a otras áreas de CFE; Subestaciones de la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación, y El Encanto (cambio de tensión en subestaciones).

Presa Reguladora Amata.

Con objeto de hacer compatibles las necesidades de riego en la zona, con las necesidades de energía en horas pico del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), se planeó la necesidad de construir aguas abajo de la Central hidroeléctrica Prof. Raúl J. Marsal, una presa reguladora de concreto compactado rodillado de 24 metros de altura, que permita el cambio de régimen de las descargas.

Los beneficios económicos y sociales son incrementar en 36.0 GWh la generación media anual de la C.H. Prof. Raúl J. Marsal, asimismo satisfacer la demanda de energía eléctrica de 26 700 habitantes de la región occidental del país, creando además durante la etapa de construcción 340 empleos directos en promedio.

La fecha de inicio de la construcción de la Presa Reguladora Amata fue programada para septiembre de 1999, debido a que no ha sido autorizada por parte de la Comisión Intersecretarial de Gasto-Financiamiento de la SHCP dicho proyecto se encuentra diferido. Asimismo, durante 1999 se obtuvo la autorización de la zona federal, de expropiación, certificación de la pequeña propiedad y ejidal, cambio del uso del suelo ante SEDESOL, delimitar la zona federal, renivelar la curva del embalse, censo de árboles, programa de rescate de la fauna, por otra parte, se elaboro y tramitó la manifestación del impacto ambiental, se tramitó los avalúos y se pagaron las indemnizaciones y se integraron los documentos para la licitación.

Los recursos ejercidos en el proyecto K024 fueron de naturaleza de capital y ascendieron a 128 813.2 miles de pesos, monto superior en 37 543.2 miles de pesos, que representa un 41.1 por ciento más con relación al presupuesto original de 91 270.0 miles de pesos siendo la principal causa del mayor gasto el incremento salarial a los trabajadores partir de mayo; a los gastos de nomina del personal de Brigada de Construcción y Montaje III, los cuales no se consideraron en la programación original por estar en proceso de reubicación, por último no se consideraron las jubilaciones del personal permanente de Oficinas Nacionales. Lo anterior no fue previsto debido a que se autorizó una cantidad menor a la solicitada por la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos. Mediante Oficio de Autorización de Inversiones No. 340.-A I.-600 de fecha 14 de diciembre de 1999, se autorizó un presupuesto modificado para el Proyecto K024 de 668 738.8 miles de pesos.

PROYECTO: K025 Proyectos de generación geotermoeléctrica

En el campo geotérmico conocido como Tres Vírgenes, ubicado en el poblado de Santa Rosalía, Baja California, la inversión realizada que se hizo en el año de 1999, ayudará a satisfacer la demanda de energía eléctrica en ese lugar, de acuerdo a las necesidades determinadas en los estudios de crecimiento de demanda de energía en los que se basa el programa de obras de inversiones del sector eléctrico, con este proyecto de inversión que consiste en la construcción de dos unidades de 5 Mw, se reducirá el costo de generación que se tiene en la actualidad, tomando en cuenta que en ese lugar únicamente se tiene una central generada por medio de diesel.

Los poblados que resultarán beneficiados con este proyecto, son los de Santa Rosalía, San Ignacio y Mulege, en el estado de Baja California Sur.

Asimismo, la instalación de la central geotermoeléctrica de Cerro Prieto IV, que tendrá una capacidad de 100.0 Mw, se tendrá como propósito satisfacer la demanda de energía eléctrica esperada en la región de Baja California Norte, de acuerdo con lo determinado por los estudios de crecimiento de demanda en los que se basa el programa de obras e inversiones del sector eléctrico, el cual ha sido previamente aprobado por la Secretaría de Energía.

Otros beneficio esperados son:

Reducción de energía no suministrada a consumidores debido a fallas en el sistema.

Beneficios no cuantificados como son: creación de empleo a nivel regional, fomento a la industria de la construcción y de proveedores especializados, fomento a la inversión directa, nacional y extranjera.

Los recursos ejercidos en proyectos de generación geotermoeléctrica ascendieron a 161 767.5 miles de pesos y se destinaron básicamente a la perforación y equipamiento de pozos en los campos geotérmicos de Tres Vírgenes y Cerro Prieto para suministrar el vapor a las unidades generadoras de electricidad, también se pagó la supervisión de la fabricación, construcción y montaje de los turbogeneradores correspondientes a los proyectos de 10 y 100 Mw mencionados anteriormente.

El mayor ejercicio que se presentó en el año de 1999, por 22 192.5 miles de pesos a nivel de devengado, que representa un 15.9 por ciento de un presupuesto de 139 575.0 miles de pesos, se debió principalmente a la siguiente causa:

En el mes de diciembre de 1999, se hizo la creación del pasivo de la estimación No. 8 del contrato 991002 adjudicado al contratista Constructora y Perforadora Latina, S.A. de C.V., debido a que los trabajos de perforación de pozos en el campo geotérmico de Cerro Prieto, tuvieron un avance mayor al programado.

PROYECTO: K026 Proyectos de generación termo-vapor

Este proyecto tiene como objetivo realizar los estudios integrales de preinversión, diseño de la ingeniería, así como la supervisión de la construcción de las obras civiles y de infraestructura de las unidades de generación termo-vapor (se refiere a todas las modalidades de las centrales de generación, exceptuando las centrales hidroeléctricas), a fin de contribuir a incrementar la capacidad instalada del sector eléctrico y atender la creciente demanda.

El presupuesto originalmente autorizado fue de 1 351 619.4 miles de pesos, el cual se integró por 604 009.4 miles de pesos de arrendamiento financiero de la Central Ciclo Combinado Samalayuca II, Unidades 1, 2 y 3; y por 747 610.0 miles de pesos al rubro de otros proyectos, mismo que se conformó de 32 585.0 miles de pesos de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y 715 025.0 miles de pesos de la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos. Al término del año, el presupuesto total ejercido ascendió a 1 897 207.8 miles de pesos, lo que representó un incremento de 40.4 por ciento.

La Central Ciclo Combinado Samalayuca II, se localiza en el municipio de Juárez, Chihuahua y sus objetivos son: impulsar el desarrollo industrial y agropecuario; apoyar el sistema eléctrico nacional; y permitir el intercambio de energía eléctrica con los Estados Unidos de América. Sus beneficios son incrementar la oferta de energía eléctrica para contribuir al desarrollo regional y a la generación de empleos.

Al cierre del ejercicio se erogaron por concepto de arrendamiento financiero 356 204.0 miles de pesos, cantidad menor en 41.0 por ciento al presupuesto original de 604 008.4 miles de pesos, ocasionado por haberse presupuestado un pago de rentas por 54 711.0 dólares americanos a un tipo de cambio de 11.04 pesos por dólar.

Bajo el rubro de otros proyectos considerados en el PEF, se encuentran los relativos a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y la coordinación de proyectos termoeléctricos, que en conjunto ejercieron recursos por 1 541 003.8 miles de pesos, significando un incremento del 106.1 por ciento en relación a los 747 610.0 miles de pesos presupuestados originalmente.

El presupuesto de inversión asignado a la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas Laguna Verde fue destinado exclusivamente a la adquisición de bienes muebles, el cual originalmente se presupuestó por la cantidad de 32 585.0 miles de pesos, sin embargo por tratarse de bienes etiquetados como restringidos, las adquisiciones no se iniciaron hasta tener los oficios de autorización de la Entidad correspondientes, los cuales fueron los siguientes: para el equipo de cómputo el oficio DO-0976/99 de fecha 14 de julio de 1999 y para el equipo de comunicaciones y de servicio, el oficio DO-1275/99 de fecha 2 de septiembre de 1999 por lo que solo se ejerció la cantidad de 20 735.8 miles de pesos distribuidos de la siguiente manera:

Equipo de computación	8 437.6 miles de pesos
Equipo de comunicación	11 483.3 miles de pesos
Equipo diverso para servicio	729.9 miles de pesos
Otros	85.0 miles de pesos

Es necesario mencionar que el monto ejercido en equipo de cómputo fue con motivo de la atención que se dio al programa Y2K, y el monto ejercido en equipo de comunicación fue destinado al sistema

troncalizado de comunicaciones que tiene comprometido el Plan de Emergencia Radiológica Externo (PERE) con el Comité de Planeación de Emergencia Radiológica Externo (COPERE).

Por su parte, los recursos erogados en la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos fue de 1 520 268.0 miles de pesos, lo que significa un crecimiento de 112.6 por ciento, con respecto al original. Ello se debió principalmente a los recursos erogados que se hicieron de las plantas Turbogas: Hermosillo, Rosarito, Río Bravo y Huinala, mismas que fueron autorizadas en el presente ejercicio.

La Central Termoeléctrica (CT) Carbón II Unidades 3 y 4 tuvo un ejercicio devengable de 16.8 miles de pesos, con relación a los 3 072.3 programados, lo que representó un menor ejercicio de 3 055.5 miles de pesos, es decir, se ejerció apenas el 0.5 por ciento, esto debido a que la Residencia de obra está cerrada contablemente, y a que fue necesario efectuar erogaciones para la terminación del cierre administrativo de dicha residencia.

La Central Ciclo Combinado (CCC) Monterrey II, tuvo un ejercicio devengable de 17 306.8 miles de pesos, con relación a los 13 508.8 miles de pesos programados, lo que representó un mayor ejercicio de 3 798.0 miles de pesos, es decir, un 28.1 por ciento más, debido a que en el desarrollo del proyecto para la CCC Monterrey II, se hizo necesaria, la adquisición del predio que ocupan las salidas de las líneas de transmisión de la Central, originado por la decisión del dueño del terreno de vender el predio en lugar de aceptar el pago de derechos de vía debido a la gran cantidad de líneas que pasan por dicho predio.

La CCC Río Bravo II, tuvo un ejercicio devengable de 2 780.9 miles de pesos, con relación a los 9 309.9 miles de pesos programados, lo que representó un menor ejercicio por 6 529.0 miles de pesos que representan el 70.1 por ciento, debido al cambio en la fecha de inicio de obra.

La CCC Saltillo, tuvo un ejercicio devengable de 1 389.4 miles de pesos, con relación a los 9 309.9 miles de pesos programados, lo que representó un menor ejercicio de 7 920.5 miles de pesos, es decir, se ejerció apenas el 14.9 por ciento, debido al cambio en la fecha de inicio de obra.

La CCC Monterrey III, tuvo un ejercicio devengable de 1 359.7 miles de pesos, con relación a los 9 309.7 miles de pesos programados, lo que representó un menor ejercicio de 7 950.0 miles de pesos, es decir, se ejerció el 14.6 por ciento, debido al cambio en la fecha de inicio de obra.

La CCC Altamira II, tuvo un ejercicio devengable por 49.6 miles de pesos, sin programación original, esto se debió a la necesidad de efectuar estudios del sitio, con oficio de autorización de la SHCP N° 340 A-2412 del 23 de noviembre de 1999 para ejercer gastos recuperables.

La Central Turbo Gas Río Bravo, tuvo un ejercicio de 268 087.3 miles de pesos sin programación original, debido a que el contrato para la construcción de ésta central turbogas contemplaba su terminación en diciembre de 1998, sin embargo, por atrasos del proveedor, el contrato se terminó hasta 1999, así como la presentación de las facturas para su liquidación, lo cual provocó el mayor ejercicio.

Cabe aclarar que existe oficio de autorización de inversión de la SHCP No. 340.-A1-600 del 14 de diciembre de 1999 para esta obra.

La CTG Huinalá, tuvo un ejercicio de 276 654.1 miles de pesos sin programación original, debido a que el contrato para la construcción de esta central turbogas contemplaba su terminación en diciembre de 1998, sin embargo, por atrasos del proveedor, el contrato se terminó hasta 1999, así como la presentación de las facturas para su liquidación, lo cual provocó el mayor ejercicio.

Cabe aclarar que existe oficio de autorización de inversión de la SHCP No. 340.-A1-600 del 14 de diciembre de 1999 para esta obra.

La CCC Samalayuca II no ejerció los 62 097.3 miles de pesos programados del devengable, debido a que no se efectuaron los proyectos de un acueducto y equipamiento de pozos para suministrar agua cruda de

respaldo a las centrales Samalayuca I y II, debido a que el ejido afectado planteó demandas inaceptables para la CFE, para otorgar la servidumbre de paso.

La CCC Chihuahua II tuvo un ejercicio devengable de 12 773.5 miles de pesos, con relación al programado de 12 568.5 miles de pesos, lo que significó un mayor ejercicio por 205.0 miles de pesos, que representan el 1.6 por ciento, debido principalmente al incremento en las cuotas de viáticos del personal que se incremento de 365 a 600 pesos diarios.

La CCC Hermosillo tuvo un ejercicio devengable de 12 867.9 miles de pesos, con relación a los 4 282.5 miles de pesos programados, lo que representó un mayor ejercicio por 8 585.4 miles de pesos, es decir, se ejerció el 200.5 por ciento de mas, debido a que se efectuaron cargos de la Residencia General por concepto de supervisión de obra.

La CCC Rosarito III, tuvo un ejercicio devengable de 13 024.6 miles de pesos, con relación a los 9 682.4 miles de pesos programados, lo que representó un mayor ejercicio por 3 342.2 miles de pesos, es decir, el 34.5 por ciento, la desviación se debió a que se están considerado dentro de este proyecto los gastos de la supervisión de la Residencia General de Construcción II.

La Central Diesel San Carlos II, tuvo un ejercicio devengable 2 857.0 miles de pesos, con relación a los 9 030.6 miles de pesos programados, lo que representa un menor ejercicio de 6 173.6 miles de pesos, es decir, se ejercieron 31.6 por ciento, debido al atraso en la autorización por parte del INE – SEMARNAP para la resolución del manifiesto de impacto ambiental, difiriéndose cuatro meses el inicio de la obra.

La Central Diesel Guerrero Negro, tuvo un ejercicio devengable de 3 589.8 miles de pesos, con relación a los 8 285.8 miles de pesos programados, lo que representó un menor ejercicio por 4 696.0 miles de pesos, es decir, se ejerció el 43.3 por ciento, debido principalmente al atraso en la resolución de la manifestación de impacto ambiental por parte del INE – SEMARNAP, provocando con esto, que la sociedad cancelará el contrato.

La CTG Hermosillo, tuvo un ejercicio de 368 332.5 miles de pesos sin programación original, debido a que el contrato para la construcción de esta obra originalmente contemplaba la fecha de terminación en diciembre de 1998, pero debido a la presentación de facturas y tramite, los pagos se efectuaron hasta 1999.

Cabe aclarar que existe oficio de autorización de inversión de la SHCP No. 340.-A1-600 del 14 de diciembre de 1999 para esta obra.

La CTG Rosarito, tuvo un ejercicio de 214 068.0 miles de pesos sin programación original, debido a que el contrato para la construcción de esta obra originalmente contemplaba la fecha de terminación en diciembre de 1998, pero debido al atraso por parte del proveedor en al terminación de la misma, algunos pagos se efectuaron hasta 1999.

Cabe aclarar que existe oficio de autorización de inversión de la SHCP No. 340.-A1-600 del 14 de diciembre de 1999 para esta obra.

La CCC Rosarito IV, tuvo un ejercicio de 196.9 miles de pesos sin programación original, debido al pago de avalúos necesarios para la adquisición del predio que se traspasará al licitante ganador como erogaciones recuperables.

La CCC Naco Nogales, tuvo un ejercicio de 4.9 miles de pesos sin programación original, debido al pago de derechos para la inscripción del predio de la Central en el Registro Público de la Propiedad, lo cual será traspasado al licitante ganador como erogaciones recuperables.

La CT Presidente Plutarco Elías Calles, tuvo un ejercicio devengable por 12 337.5 miles de pesos, con relación a los 17 502.7 miles de pesos programados, lo que representa un menor ejercicio de 5 165.2

miles de pesos, es decir, se ejerció el 70.5 por ciento, debido a que las obras que estaban consideradas para realizarse en el año de 1999, se reprogramaron para el año 2000.

La CCC Bajío (El Sáuz), tuvo un ejercicio devengable de 192.4 miles de pesos, con relación a los 7 727.3 miles de pesos programados, lo que representó un menor ejercicio de 7 534.9 miles de pesos, es decir, se ejerció el 2.5 por ciento, debido a que en esta obra los gastos son recuperables en su totalidad.

La CCC Tuxpan II, tuvo un ejercicio de 6 781.1 miles de pesos, sin programación original, debido a la adquisición del predio para la Central y gastos inherentes a la Residencia de Obra, lo cual será traspasado al licitante ganador como erogaciones recuperables.

La CTG El Sáuz, tuvo un ejercicio de 7 310.3 miles de pesos, sin programación original, pero debido a que esta obra se tenía considerada la terminación del contrato en el ejercicio de 1998 por parte del contratista, la obra se terminó en 1998, debido a reparaciones y adecuaciones solicitadas por la Superintendencia de Operación, así como también faltantes de materiales y equipos de repuesto, con la consecuente presentación de facturas y pagos en 1999.

Cabe aclarar que existe oficio de autorización de inversión de la SHCP No. 340.-A1-600 del 14 de diciembre de 1999 para esta obra.

La terminal de recibo y manejo de carbón Presidente Plutarco Elias Calles (Petacalco), tuvo un ejercicio devengable de 71 257.9 miles de pesos, con relación a los 146 817.8 miles de pesos, lo que representó un menor ejercicio de 75 559.9 miles de pesos, es decir, se ejerció el 48.5 por ciento, debido a que el presupuesto para el pago del equipo suministrado por Mecánica de la Peña, no se ejerció en su totalidad ya que la entrega del equipo y refacciones no fueron oportunas.

La CCC Mérida III, tuvo un ejercicio devengable de 12 221.6 miles de pesos, con relación a los 11 320.9 programados, lo que representó un mayor ejercicio por 900.7 miles de pesos, es decir, el 8.0 por ciento, debido al incremento en activos fijos.

El Gasoducto Cd. Pemex – Valladolid, tuvo un ejercicio devengable de 9 444.8 miles de pesos, con relación a los 7 857.6 miles de pesos programados, lo que representa un mayor ejercicio de 1 587.2 miles de pesos, es decir, el 20.2 por ciento, debido al incremento en activos fijos.

La CCC Campeche II, tuvo un ejercicio de 895.9 miles de pesos sin asignación original, debido a cargos contables de trabajos efectuados por otras áreas, los cuales no estaban contemplados el presupuesto.

En planeación y programación se tuvo ejercicio devengable de 133 866.6 miles de pesos, con relación a los 180 054.3 miles de pesos programados, que representan un menor ejercicio de 46 187.7 miles de pesos, es decir, se ejerció el 74.3 por ciento, debido a que en la presupuestación se consideraron gastos superiores a los ejercidos realmente, así como al programa de ahorro que se tiene implementado en la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos.

La Central repotenciación Valle de México no tuvo ejercicio devengable por 193 286.61 miles de pesos, debido a que habiendo efectuado la licitación pública internacional se declaró desierta.

La diferencia de 70 600.2 miles de pesos, corresponde a materiales y equipos recibidos en los diferentes almacenes de las Residencias de Construcción.

Las acciones realizadas a través de la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos permitieron incrementar la capacidad instalada de generación en 434.8 Mw, con la entrada en operación comercial de 3 unidades turbogas, siendo éstas: Rosarito, Huinalá y Río Bravo con 150.0, 139.7 y 145.1 Mw, respectivamente, atendiendo el Programa de Acción Inmediata (PAI) y cuya construcción se realizó con recursos presupuestales.

Con la participación del sector privado en el rubro de proyectos de transportación, fue terminada la construcción de la Terminal de Carbón de la CT Pdte. Plutarco Elías Calles, con capacidad de 6 millones de toneladas por año, permitiendo suministrar carbón a las 6 unidades de la central; asimismo, se concluyó el Gasoducto Cd. Pemex-Valladolid, que cuenta con una capacidad de 10.4 millones de m³/día de gas natural y que permite abastecer en la región a las centrales de generación ya existentes, así como a las futuras.

En la modalidad Construcción, Arrendamiento y Transferencia (CAT), se continuó con la supervisión de la construcción de las centrales termoeléctricas Monterrey II con 484.2 Mw y Chihuahua (1era. Etapa) con 434.7 Mw, asimismo, iniciaron las centrales Rosarito III (unidades 8 y 9) con 541.0 Mw y Puerto San Carlos II con 39.7 Mw, para un total de 1 499.2 Mw.

En la modalidad Productor Externo de Energía (PEE), se inició la supervisión de la construcción de las centrales ciclo combinado Río Bravo II, Saltillo y Hermosillo, con capacidades de 495, 247.5 y 250 Mw, respectivamente y en cuanto a Mérida III con 484 Mw, se continuó atendiendo sus diferentes etapas constructivas. La capacidad conjunta en esta modalidad representa 1 476.5 Mw.

Respecto a las licitaciones, se efectuaron las evaluaciones, fallos y firmas de los contratos respectivos, para llevar a cabo la construcción dentro de la modalidad PEE, para las centrales ciclo combinado Bajío, Tuxpan II, Monterrey III, con una capacidad total de 1 478.9 Mw.

Al cierre de 1999, se tenían en proceso de licitación con 1 125.0 Mw, bajo la modalidad PEE, las centrales ciclo combinado Altamira II, Campeche y Rosarito IV (Unidades 10 y 11), con capacidades de 450, 225 y 450 Mw, respectivamente.

PROYECTO: K028 Proyectos de transformación de energía eléctrica

El objetivo de este proyecto de inversión es construir Subestaciones eléctricas, que permitan la flexibilidad en la operación y la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, transformando los voltajes a las condiciones que satisfagan los requerimientos para los cuales fueron diseñados.

El presupuesto originalmente autorizado fue de 1 388 213.2 miles de pesos, el cual se integró por 171 970.2 miles de pesos de arrendamiento financiero de los paquetes de Subestaciones SF6, S.E. Noroeste, S.E. Sureste – Peninsular, S.E. Oriente – Centro y S.E. Occidental, así como por 1 216 243.0 miles de pesos del rubro de otros proyectos correspondientes a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Al término del año, el presupuesto total ejercido ascendió a 645 792.5 miles de pesos, lo que representó un decremento del 53.5 por ciento, lo cual se explica a continuación:

En los paquetes de arrendamiento financiero, se ejercieron tan sólo 8 129.5 y 11 161.7 miles de pesos, del paquete Subestaciones SF6 y del S.E. Sureste – Peninsular respectivamente, que en conjunto suman 19 291.2 miles de pesos, que comparados con los 171 970.2 presupuestados originalmente, nos da un menor ejercicio del 88.8 por ciento, es decir, 152 679.0 miles de pesos, dicha variación se justifica por haberse utilizado una tabla de amortización estimada, ya que la que se aplicó para el pago del año de 1999 contemplaba un importe menor, asimismo, los paquetes S.E. Noroeste, S.E. Oriente – Centro y S.E. Occidental que no tuvieron ejercicio, fue debido a que en las tablas respectivas proporcionadas a la entrega de las obras, solo contemplan el pago de intereses para este año, es decir, gasto no programable.

En este proyecto de inversión por parte de la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación se ejercieron 626 501.3 miles de pesos de un presupuesto original de 1 216 243.0 miles de pesos, teniéndose un ejercicio menor en 589 741.7 miles de pesos, que representan el 48.5 por ciento menos del presupuesto original autorizado, debido a lo siguiente:

Las subestaciones que se enumeran a continuación, conjuntamente tuvieron un menor ejercicio por 472 431.7 miles de pesos, menor en 86.0 por ciento con relación al presupuesto asignado originalmente de 549 390.2 miles de pesos:

Nogales, Ciclo Combinado, Banco I; El Potosí Bancos 1 y 2 y el Potosí; Durango Sur CEV's (compensación estática de voltaje); Cumbres; Santa Ana; Querétaro Potencia; Atlacomulco II; Tepic II Banco 4; Tres Estrellas (Tuxpan, CC); Yautepec Potencia Banco 2; Anahuac potencia; Nazas Bco 1; Hermosillo CC; Anáhuac CC; Laja; Huinalá Bco. 5; Monterrey Bco. 10; Tamos, Paso del Norte; Cañada Bco. 1; Irapuato II; Santo Niño; Coatepec Bco. 1; Sacrificios Bco. 1; Teapa Switchero y Cozumel. En el caso de El Potosí que originalmente fue programada en tensión de 765 Kv, tensión nueva en el Sistema Eléctrico Nacional, lo que requería efectuar estudios técnicos para determinar su viabilidad, definiéndose finalmente su construcción en 400 Kv e integrándose al paquete PIDIREGAS, debido al alto costo de la subestación y a la poca disponibilidad de recursos presupuestales; en el caso de Nogales fue diferida, al declararse desierta la licitación para la construcción de la Central Generadora a la que se encuentra asociada la subestación; problemas indemnizatorios, en la L.T. J.L. Bates – Cumbres, que repercutieron en la S.E. Cumbres; atraso en la entrega del banco de transformación de Tepic II Bco. 4; problemas de adquisición de terrenos en las S.E.'s Nazas bco. 1 en Durango, Tres Estrellas en Veracruz y Paso del Norte Bco. 1 y Terranova Bco. 1, ambas en Chihuahua, debido básicamente a la no aceptación del avalúo por parte de los propietarios; licitación desierta de Yautepec Bco. 2 e integración de proyectos a paquetes PIDIREGAS; y en el resto de las obras cambiaron de prioridades para canalizar recursos a las actividades previas de obras asociadas a PIDIREGAS.

Adicionalmente, se tiene un grupo de obras con un menor ejercicio por 117 310.0 miles de pesos, menor en 82.8 por ciento a los 137 938.6 miles de pesos presupuestados originalmente. Dichas obras están distribuidas en todos los estados de la República. El menor ejercicio del gasto se debe fundamentalmente a las siguientes causas: cambios de prioridades presentados durante el ejercicio, canalizándose recursos a las subestaciones asociadas a los paquetes PIDIREGAS, para el desarrollo de actividades previas; cambios de localización de sitios por requerimientos de las áreas operativas; conciliaciones con contratistas para finiquitos de contratos de obra pública, difiriéndose los pagos a los mismos y retraso en adquisiciones de terrenos por problemas de avalúos de los predios.

En cuanto a metas físicas se programó alcanzar 938.0 MVA se lograron 5 379.0 MVA, es decir, se logró el 473.5 por ciento más con relación a la meta programada, la diferencia se debió a la terminación de obras incluidas en paquetes PIDIREGAS primer etapa, no considerados en las metas originales. Las subestaciones del proyecto K028 terminadas en el ejercicio 1999 se muestran a continuación:

Obras terminadas de subestaciones de transformación de energía eléctrica

(Continúa)

SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACION				SUBESTACIONES			POISE: FECHA:2000-03-13			
				OBRAS TERMINADAS (EN SU CONSTRUCCIÓN) ENERO-DICIEMBRE 1999						
RESID	CLAVE	NOMBRE DE LA OBRA	MOD.	CARACTERÍSTICAS					F.T.C.	
				MVA	MVAR	ALIMENTADORES				
		400	230			<230				
K028 TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA NORMALES										
B	64T53	AGUASCALIENTES POT. BCO.3	NORMAL	500.0					3	9910
B	6HA51	CAÑADA BCO.1	NORMAL	500.0		2	4			9910
B	6HA52	CAÑADA MVAR	NORMAL		75.0					9910
J	00URJ	TESISTAN AMPL. BCO. 4	NORMAL	300.0						9910
J	66E25	TAPEIXTLAS POT. AMPL. BCO. 2	NORMAL	225.0		2				9910
B	647WA	POZO ROCA II BCO. 2	NORMAL	330.0						9911
D	00E2B	OBREGON 3 MVAR	NORMAL		15.0		2			9902
A	66CG2	TORREON SUR BCO. 2	NORMAL	100.0						9905
A	66CV5	VALLE DE JUAREZ BCO. 3	NORMAL	100.0						9905
B	6HFU1	SALAMANCA II BCO. 1	NORMAL	133.0			2		3	9907
B	69T32	SILAO II BCO. 1 (AMPL.)	NORMAL	33.0					2	9907
B	66C72	CELAYA III BCO. 2	NORMAL	100.0						9907
G	0ECF8	SUR MERIDA POT.	NORMAL				4			9907
A	0EF13	ESCOBEDO BCO. 2	NORMAL	100.0					1	9908
A	66CR1	DURANGO SUR BCO. 1	NORMAL	133.0					4	9908
G	6HJN8	MERIDA III	NORMAL				4			9908
G	02WU7	ESCARCEGA POT. MVAR	NORMAL		18.0					9908

Obras terminadas de subestaciones de transformación de energía eléctrica

(Concluye)

SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACION				SUBESTACIONES			POISE: FECHA:2000-03-13				
RESID	CLAVE	NOMBRE DE LA OBRA	MOD.	CARACTERÍSTICAS					F.T.C.		
				OBRAS TERMINADAS (EN SU CONSTRUCCIÓN) ENERO-DICIEMBRE 1999							
				MVA	MVAR	ALIMENTADORES					
		400	230	<230							
K028 TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA NORMALES											
D	6J6H1	EL RUBI BCO. 2	NORMAL	300.0				2	2	9908	
G	02WU9	ESCARCEGA POT.	NORMAL					1		9909	
G	6CN7A	VALLADOLID C.C.	NORMAL					1		9909	
G	06C03	PLAYA DEL CARMEN BCO. 4	NORMAL	132.0				1		9909	
J	067L1	GUADALAJARA NORTE BCO. 1 SUST.	NORMAL	300.0						9909	
G	016A5	NORTE MERIDA POT. BCO. 4	NORMAL	300.0				4		9909	
G	6CPF5	TICUL II AMPL..	NORMAL					1		9909	
B	6H061	IXTAPA POT BCO. 1	NORMAL	133.0				2	3	9910	
D	012LF	SANTA ANA BANCO 4	NORMAL	100.0						9910	
A	6HVG1	MATAMOROS POT. BCO. 1	NORMAL	300.0				2	4	9910	
J	00RC4	COLIMA II AMPL. BCO. 2	NORMAL	100.0						9910	
J	004H4	GUADALAJARA I SUR AMPL.. BCO. 3	NORMAL	60.0	3.6					6	9910
J	00XY9	OCOTLAN BCO. 6	NORMAL	100.0						4	9910
E	00NJ7	MACUSPANA II AMPL..	NORMAL					2		9912	
E	64H64	EL CASTILLO BCO 3 (XALAPA II)	NORMAL	100.0				1		9912	
D	00E27	OBREGÓN 3 MVAR	NORMAL		22.5					9902	
B	6AND8	ALTAMIRANO MVAR	NORMAL		8.1					9905	
G	0ECCB	KAMBUL MVAR	NORMAL		9.0					9906	
G	016G9	POLYUC MVAR	NORMAL		7.5					9906	
B	669E1	LOMAS DEL MAR BCO. 1 SF6	NORMAL	30.0	1.8					10	9906
B	00VJ4	VALLE DE SANTIAGO	NORMAL							3	9907
B	6HFV1	GUARAPO BCO. 1	NORMAL	20.0						4	9907
B	664N1	CUAUTLA II BCO. 1	NORMAL	30.0	1.8					6	9908
D	6FDN1	EL RUBI BCO. 1	NORMAL	30.0	1.8					8	9908
D	6DRN1	TECATE 2 BCO. 1	NORMAL	30.0						5	9908
E	00WEC	SAN MARTÍN	NORMAL							1	9908
E	00X45	ATLIXCO II	NORMAL							2	9908
E	6HD33	UNIVERSIDAD	NORMAL							4	9908
E	6AGF3	CONTLA	NORMAL							3	9908
E	00VY5	SANTA ANA CHIAUTEMPAN	NORMAL							1	9908
E	6HD81	AMOZOC II BCO. 1	NORMAL	30.0	2.4					6	9908
E	6HJ31	CUITLAHUAC II BCO. 1	NORMAL	20.0	1.8					4	9908
E	01L26	AMATLAN II	NORMAL							1	9908
A	04V1C	CELULOSA	NORMAL							1	9909
A	00AP7	SANTO DOMINGO	NORMAL							1	9909
A	6HNP1	FARO SF6 BCOS. 1 Y 2	NORMAL	60.0						10	9909
G	06C0E	PLAYA DEL CARMEN BCOS. 5 Y 6	NORMAL	60.0						2	9909
G	6JH51	CHANCANAAB II	NORMAL	40.0						12	9909
B	000D6	ARCELIA MVAR	NORMAL		15.0						9910
B	000D8	ARCELIA BCO. 1	NORMAL	40.0						2	9910
B	000D9	ARCELIA BCO. 2	NORMAL	20.0						4	9910
B	6AFR1	ABASTOS BCO. 1	NORMAL	20.0	1.8					8	9910
A	0DTU6	REFINERÍA MADERO SF6 BCOS. 1 Y 2	NORMAL	60.0	3.6					15	9910
A	6HVG2	MATAMOROS POT. CAPACITORES	NORMAL		30.0						9910
J	669N1	PUREPERO BCO. 1	NORMAL	20.0	1.8					6	9910
J	60GR5	CUITZEO BCOS. 1 Y 2	NORMAL	60.0	2.4					10	9910
J	00PY7	TEPATITLAN AMPL..	NORMAL							2	9910
J	60784	ATOTONILCO BCO. 1	NORMAL	20.0						3	9910
J	66AP2	ARANDAS BCO. 1 SUST.	NORMAL	20.0							9910
J	6C2C2	PURURAN BCO. 1 SUST	NORMAL	20.0							9910
G	6H581	KABAH SF6 BCO. 1	NORMAL	30.0						7	9910
A	00C97	UNIVERSIDAD	NORMAL							1	9911
D	6J0E1	CULIACAN CENTRO SF6 BCO. 1	NORMAL	40.0						7	9912
E	6F8V1	LAS MATAS SF6 BCOS. 1 Y 2	NORMAL	60.0	3.6					12	9912
E	6HD51	DORADA SF6 BCOS. 1 Y 2	NORMAL	80.0	4.8					10	9912
E	6HEC1	PAPALOTLA BCO. 1	NORMAL	20.0	1.8					6	9912
E	6FD11	BOCA DEL RIO SF6	NORMAL	40.0	2.4					10	9912
TOTAL				5 379.0	235.5	4	33	219			

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROYECTO: K029 Proyectos del Plan de Acción Inmediata (PAI) Transformación

El objetivo de este proyecto de inversión es construir subestaciones eléctricas, que permitan la flexibilidad en la operación y la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, transformando los voltajes a las condiciones que satisfagan los requerimientos para los cuales fueron diseñados.

En este proyecto de inversión se ejercieron 1 393 994.3 miles de pesos, de un presupuesto original de 1 091 131.9 miles de pesos, teniéndose un ejercicio mayor en 302 862.4 miles de pesos que representa el 27.8 por ciento de más del presupuesto original autorizado.

Entre las subestaciones que ejercieron recursos por un monto mayor al presupuesto originalmente asignado y que en conjunto representa el monto de la desviación, se encuentran: Chihuahua CC; Bonampak; Cumbres Bco. 1; Jarachina; Culiacan Pot. Bcos. 1 y 2; Tapachula; Chihuahua CC MVAR (megavoltios amperios reactivos); El Habal; Balam Bco. 1, Tepic II y Aeropuerto.

En el caso de la subestación Chihuahua CC (presupuesto 1 000.0 miles de pesos, ejercido 76 425.9 miles de pesos, presentándose una variación de 75 425.9 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 100 por ciento), el ejercicio mayor obedece al atraso en la construcción en el ejercicio 1998, lo que provocó una erogación mayor durante 1999; en las subestaciones Bonampak (presupuesto 526.0 miles de pesos, ejercido 42 846.0 miles de pesos, presentándose una variación de 42 320.0 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 100 por ciento), Cumbres Bco. 1 (presupuesto 8 274.4 miles de pesos, ejercido 45 211.2 miles de pesos, presentándose una variación de 36 936.8 miles de pesos, llegando a un avance del 68 por ciento contra un programado del 80 por ciento) y Jarachina (presupuesto 1 686.0 miles de pesos, ejercido 29 375.9 miles de pesos, presentándose una variación de 27 689.9 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 44 por ciento) la desviación obedece al pago de equipos no considerados en el presupuesto original; en la subestación Culiacán (presupuesto 5 025.0 miles de pesos, ejercido 25 497.8 miles de pesos, presentándose una variación de 20 472.7 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 100 por ciento) la desviación se debe a la construcción de los entronques asociados a esta obra, cuyo costo se cargó a esta subestación; en Tapachula (presupuesto 5 920.0 miles de pesos, ejercido 26 624.7 miles de pesos, presentándose una variación de 20 344.6 miles de pesos, llegando a un avance del 55 por ciento contra un programado del 100 por ciento) el mayor ejercicio se debe al avance que se tuvo en la construcción, a pesar de que el proyecto no se concluyó como estaba programado, para lo cual se asignaron recursos en readecuaciones presupuestales; en el proyecto Chihuahua CC MVAR (presupuesto 267.5 miles de pesos, ejercido 19 653.7 miles de pesos, presentándose una variación de 19 387.2 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 100 por ciento) se presentaron atrasos en el ejercicio de 1998, lo que ocasionó un desplazamiento del avance de la construcción y de su financiamiento para el ejercicio de 1999; en el caso de la subestación Tepic II (presupuesto 0.0, ejercido 11 632.5 miles de pesos, presentándose una variación de 11 632.5 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 100 por ciento) el mayor ejercicio obedeció a que no fue incluida en el presupuesto original y durante el ejercicio de 1999 fue preciso terminar su construcción, quedando incluida en la readecuación presupuestal; en Aeropuerto (presupuesto 6 003.0 miles de pesos, ejercido 17 574.7 miles de pesos, alcanzando su meta programada del 3 por ciento), el mayor ejercicio obedece al pago de equipos de instalación permanente nacional y de importación, no considerados en el presupuesto original, quedando regularizadas en la readecuación presupuestal.

En referencia a las metas físicas, se programó terminar durante el ejercicio de 1999 la cantidad de 2 444.0 MVA concluyéndose 2 725.0 MVA, es decir, se logró el 11.5 por ciento más de lo programado, debido básicamente a la terminación, en el mes de noviembre, de la subestación Topilejo, cuya capacidad no fue incluida en las metas físicas programadas. Se anexa la lista detallada de obras terminadas en el ejercicio 1999.

Obras terminadas de subestaciones de transformación de energía eléctrica PAI

SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACION				SUBESTACIONES					POISE: FECHA:2000-03-13
				OBRAS TERMINADAS (EN SU CONSTRUCCIÓN) ENERO-DICIEMBRE 1999					
RESID	CLAVE	NOMBRE DE LA OBRA	MOD.	CARACTERISTICAS					F.T.C.
				MVA	MVAR	ALIMENTADORES			
400	230	<230							
		K029 TRANSFORMACION DE ENERGIA ELECTRICA PAI							
B	00CFH	TULA	PAI			1			9901
A	0J42D	GUemez C E V MVAR	PAI	300.0	300.0				9905
B	0107G	TEXCOCO C E V MVAR	PAI	300.0	300.0				9907
A	04YHN	RIO ESCONDIDO	PAI			1			9910
B	00KWB	TOPILEJO "CEV" MVAR	PAI	300.0	300.0				9911
A	0025T	CHIHUAHUA C.C. (EL ENCINO) MVAR	PAI		100.0				9912
A	0025R	CHIHUAHUA C.C. (EL ENCINO)	PAI	525.0		1	6		9912
B	66C21	LEON IV BCO. 1	PAI	300.0			2	4	9903
B	04VCG	LEON II	PAI				2		9903
B	60T64	SAN LUIS POTOSI P.V.	PAI				1		9904
J	66DD7	EL HABAL AMPL.	PAI				4		9905
D	6H9T1	CULIACAN POT.	PAI				2		9905
B	095W4	SAN LUIS POTOSI II	PAI				1		9909
B	6HML5	LA PILA "CEV" MVAR	PAI	200.0	200.0				9910
E	00NJ6	MACUSPANA	PAI				3		9911
B	6HML1	LA PILA BCO. 1	PAI	300.0			2	5	9911
G	64GK4	NIZUC AMPL..	PAI				1		9911
D	6J2H1	P. INDUST. S.L.R. COLORADO BCO. 1	PAI	50.0			2	4	9912
G	6HE71	BALAM BCO. 1	PAI	300.0			2	4	9912
J	00YTD	TEPIC I	PAI					1	9902
J	0947G	TEPIC II	PAI					1	9902
E	60JE2	TEAPA	PAI					1	9902
E	6BLE3	COAPAN (TEHUACAN)	PAI					2	9902
B	02434	LEON ORIENTE	PAI					1	9903
B	668W3	LEON ALFARO	PAI					1	9903
D	6HVB1	INDUSTRIAL MVAR	PAI		24.3				9906
D	0J414	UNIVERSIDAD MVAR	PAI		16.2				9906
D	010W8	TIJUANA I MVAR	PAI		12.1				9906
D	6CN57	PANAMERICANA FRACC. MVAR	PAI		16.2				9906
D	6FDN4	EL LAGO MVAR	PAI		8.1				9906
B	009B7	RUIZ CORTINES MVAR	PAI		22.5				9906
B	01058	LOS AMATES MVAR	PAI		30.0				9907
D	009AA	RUIZ CORTINES MVAR	PAI		31.5				9907
D	09AW5	CANON MVAR	PAI		7.5				9907
D	6HVC1	ENSENADA MVAR	PAI		8.1				9907
D	0D602	OJOS NEGROS MVAR	PAI		8.1				9907
D	60GV4	SONOYTA MVAR	PAI		7.5				9908
D	00Y02	RUMOROSA MVAR	PAI		16.2				9908
D	01674	CHAPULTEPEC MVAR	PAI		21.0				9908
D	0DE18	CENTRO MVAR	PAI		21.0				9908
D	0EHDB	CETYS MVAR	PAI		31.5				9908
D	00Y5E	MEXICALI II MVAR	PAI		21.0				9908
D	6J2H5	P. IND. S. LUIS RIO COLORADO MVAR	PAI		10.5				9908
G	01PT1	CHUBURNA BCO. 1	PAI	30.0				8	9908
G	64GKG	NIZUC CEV MVAR	PAI	100.0	100.0				9908
B	6HN91	ATLACOMULCO I	PAI					1	9909
B	000J4	ATLACOMULCO I	PAI					1	9909
G	64GT4	PUERTO JUAREZ AMPL.	PAI					1	9909
G	6FAM4	BONAMPAK	PAI					1	9909
B	00FJ3	SAN JUAN DEL RIO	PAI					3	9910
B	00FNC	EL SAUZ	PAI					1	9910
D	0CFMG	TIJUANA I	PAI					2	9910
J	697C6	AZUFRES SWITCHEO AMPL.	PAI					2	9911
J	09RH6	MORELIA IND. AMPL.	PAI					1	9911
J	01P55	ZINAPECUARO AMPL.	PAI					2	9911
B	00AG5	SANTA BARBARA BCO. 1	PAI	20.0				4	9912
B	6JDV1	TIZAPA MANIOBRAS	PAI					3	9912
		TOTAL		2 725.0	1 613.3	3	28	54	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROYECTO: K030 Proyectos de transmisión de energía eléctrica

El objetivo de este proyecto de inversión es construir líneas de transmisión que permitan conducir la energía eléctrica a los centros de consumo, ampliar la infraestructura actual, mejorar la confiabilidad y distribuir la energía de los centros de generación a los ramales de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

El presupuesto originalmente autorizado fue de 1 618 354.1 miles de pesos, el cual se integró por 171 826.6 miles de pesos de arrendamiento financiero de los paquetes de Cable Submarino Cozumel con 93 310.1 miles de pesos, L.T. Sureste – Peninsular con 37 337.3 miles de pesos y L.T. Noroeste con 41 179.2 miles de pesos, así como por 1 446 527.5 miles de pesos del rubro de otros proyectos correspondientes a la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Al término del año, el presupuesto total ejercido ascendió a 1 231 868.8 miles de pesos, lo que representó un decremento del 23.9 por ciento.

En los paquetes de arrendamiento financiero, no se ejercieron recursos, debido a que las tablas de amortización que se utilizaron para la presupuestación eran estimadas, y las proporcionadas a la entrega de las obras, solo contemplan pago de intereses para el ejercicio de 1999 y a partir del año 2000 contempla el pago de capital.

El presupuesto originalmente autorizado para la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación fue de 1 446 527.5 miles de pesos y se ejercieron 1 231 868.8 miles de pesos, que representan un ejercicio menor de 214 658.7 miles de pesos, equivalente al 14.8 por ciento del presupuesto original autorizado.

Las principales causas de la desviación que se presentan en otros proyectos son:

La asignación de 407 391.5 miles de pesos asignados a la L.T. Anáhuac - El Potosí, la cual no tuvo ejercicio debido a que originalmente se programó construirla en tensión de 765 Kv, lo cual se modificó y se decidió construirla en tensión de 400 Kv e integrarla al paquete de Proyectos de Inversión Diferida en el Registro del Gasto (PIDIREGAS) número 407, del cual no fue emitido el Dictamen respectivo por parte de la SHCP durante el ejercicio de 1999.

Por otra parte se presentaron proyectos que tuvieron un ejercicio mayor al presupuesto original por un monto de 192 732.8 miles de pesos, entre los cuales se encuentran las siguientes líneas de transmisión: Macuspana - Escarcega Potencia y Angostura - Tapachula Aeropuerto.

En el caso de la primer línea (presupuesto 5 270.9 miles de pesos, ejercido 96 949.0 miles de pesos, presentándose una variación de 91 678.1 miles de pesos) el mayor ejercicio fue debido al pago adicional de indemnizaciones para dejar libre el paso de la trayectoria de la línea, porque los afectados no estuvieron de acuerdo con los avalúos de Comisión de Avalúos de Bienes Nacionales y fue necesario pagar con base en avalúos de instituciones bancarias.

En la L.T. Angostura - Tapachula (presupuesto 79 438.2 miles de pesos, ejercido 177 586.6 miles de pesos, presentándose una variación de 98 148.5 miles de pesos) el mayor ejercicio se debió a insuficiencia del presupuesto original para cubrir el incremento por volúmenes de obra adicionales a lo contemplado en el contrato No. 951045, los cuales quedaron incluidos en el Convenio No. 7 de dicho contrato.

En referencia a las metas físicas en estos proyectos, se programó concluir en el ejercicio 1999 la cantidad de 1 801.6 Kilometro Circuito (Km-c) y se logró terminar 1 173.4 Km-c, es decir, un 65.1 por ciento de lo programado. La desviación, 628.2 Km-c, se debe a lo siguiente:

Angostura-Tapachula Aeropuerto de 420 Km-c, que alcanzó un avance del 92 por ciento y la Línea Rosarito II - Cipres de 282 Km-c, la cual llegó al 11.0 por ciento de avance físico. En el primer caso se

presentaron problemas sociales y climatológicos, así como para la obtención de permiso de parte de la SEMARNAP, en el segundo caso se presentaron problemas indemnizatorios y de falta de autorización por parte de SEMARNAP.

Sin embargo, la desviación se atenuó al concluirse obras de los proyectos PIDIREGAS no consideradas dentro de las metas originales, como la L.T. Ocotlán - Tepatitlán de 66 Km-c y el entronque Mochis Entq. Mochis Industrial - Guasave con 8 Km-c.

INDICADOR ESTRATEGICO: *Crecimiento de la red troncal de transmisión (longitud adicional/longitud total)*

Este indicador consiste en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de la red nacional de transmisión de energía eléctrica, a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios. Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación contempló una asignación de 1 446 527.5 miles de pesos, para incrementar en 5.4 por ciento la red nacional de transmisión. Este porcentaje es resultado de programar una adición de 1 801.6 Km-c, a la red nacional de 33 304.0 Km-c existente en 1998, para obtener una longitud de 35 105.6 Km-c.

Al término del año el presupuesto ejercido ascendió a 1 231 868.8 miles de pesos, monto inferior en 14.8 por ciento a la asignación original; las causas de este comportamiento se reportan en el proyecto K030. La meta del indicador estratégico alcanzada fue menor en 2.0 puntos porcentuales a la previsión original, al registrar la red nacional un crecimiento anual de 3.4 por ciento, el cual es equivalente a una adición de 1 173.4 Km-c, logrando así una longitud acumulada de 35 333.4 Km-c durante 1999.

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto al universo de cobertura (que expresa el crecimiento de la red nacional de transmisión registrado en 1998) fue de 72.3 por ciento, 42.6 puntos porcentuales menos que lo proyectado.

Obras terminadas de líneas de transmisión de energía

SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACION				LINEAS DE TRANSMISION		POISE: FECHA:2000-03-13	
RESID	CLAVE	NOMBRE DE LA OBRA	MOD.	KILOMETROS		KILÓMETROS CIRCUITO	F.T.C.
				1C	2C		
K030 TRANSMISION DE ENERGIA NORMALES							
A	6JJ61	J.L. BATES – CUMBRES	NORMAL		11.2	22.4	9905
J	6HT21	EL HABAL – CULIACAN POT.	NORMAL		210.0	420.0	9905
G	6HE51	MERIDA III – NORTE MERIDA POT.	NORMAL		25.0	50.0	9911
G	6HJP1	MERIDA III – SUR MERIDA POT.	NORMAL		29.0	58.0	9911
G	6HE61	SUR MERIDA POT. – NORTE MERIDA POT.	NORMAL		30.0	60.0	9911
J	6HDN1	CARAPAN II – MORELIA III	NORMAL	86.0		86.0	9911
J	04N52	TEPEC II – PTO. VALLARTA POT.	NORMAL	107.0		107.0	9911
J	69T41	TEPEIXTLLES POT. – MELAQUE POT.	NORMAL		59.7	119.4	9912
B	6HBW1	YAUTEPEC POT. ENT. JOJUTLA – TEPALCINGO	NORMAL		26.0	52.0	9901
D	64M61	GUAMUCHIL 2 – GUASAVE	NORMAL	41.0		41.0	9903
D	6AHD1	MOCHIS IND. ENT. MOCHIS INDUST. – GUASAVE	NORMAL	8.0		8.0	9907
G	6F9V1	BALAM – POKTAPOK	NORMAL		16.0	32.0	9907
G	66511	PLAYA DEL CARMEN - CHANCANAB	NORMAL		25.6	51.2	9907
J	09KW2	OCOTLAN - TEPATITLAN	NORMAL	66.4		66.4	9911
TOTAL				308.4	432.5	1 173.4	

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROYECTO: K031 Proyectos del Plan de Acción Inmediata (PAI) Transmisión

El objetivo de este proyecto de inversión es construir líneas de transmisión que permitan reforzar la conducción de la energía eléctrica a los centros de consumo, ampliando la infraestructura actual, mejorar

la confiabilidad y distribuir la energía de los centros de generación a los ramales de distribución del Sistema Eléctrico Nacional.

El presupuesto autorizado para este proyecto de inversión fue de 979 019.0 miles de pesos contra el ejercicio de 1 408 849.1 miles de pesos, observándose un ejercicio mayor en 429 830.1 miles de pesos, que representan el 43.9 por ciento de más del presupuesto original autorizado.

La desviación obedece a la necesidad de asignación de recursos en mayor cuantía por 429 830.1 miles de pesos, a los previstos originalmente, a las siguientes líneas de transmisión:

Nizuc - Playa del Carmen; Río Bravo - Lauro Villar; Dorada Entq. Guadalupe Analco - Bugambilias; Mezcala - Los Amates; Aeropuerto - Cumbres; Rosarito II - Tijuana I; Lomas del Mar Entq. Amates - Costa Azul; Almoloya - Atlacomulco (Atlacomulco II - Almoloya); San Bernabé Entq. Aguilas - Topilejo; Cumbres Entq. Reynosa - Aeropuerto; Bledales - Santiago y Frontera - Tijuana I.

Las principales causas de la desviación son:

Nizuc - Playa del Carmen, adecuaciones al alcance del contrato al incluirse el suministro en el proyecto original y volúmenes adicionales por cambios de diseño; Río Bravo - Lauro Villar, ejerció más de lo presupuestado en el concepto de indemnizaciones y se pagaron equipos no considerados en el presupuesto original, regularizado en la readecuación presupuestal; Dorada Entq. Guadalupe Analco – Bugambilias, por problemas urbanos en el paso de la línea por el centro de la ciudad de Puebla cambiaron las características de la línea pasando de aérea a subterránea en algunos tramos, lo que elevó el costo de la construcción; Mezcala - Los Amates, el costo se elevó por problemas indemnizatorios; Aeropuerto – Cumbres, pago de torres, aisladores, cable conductor y herrajes no incluidos en el presupuesto original, regularizado en la readecuación presupuestal; Rosarito – Tijuana, pago de materiales no incluidos en el presupuesto original; Lomas del Mar Entq. Amates - Costa Azul, por problemas al cruzar la zona urbana de Acapulco, Gro., se debió cambiar en algunos tramos de línea aérea a línea subterránea, elevándose en consecuencia el costo de la obra; Almoloya – Atlacomulco, por modificaciones a las características y trayectoria de la L.T. Donato Guerra - Atlacomulco II de 115 KV a Atlacomulco II Entq. Donato - Nopala de 400 KV y finalmente a Almoloya - Atlacomulco II a 400 KV, modificaciones efectuadas por la Gerencia de Programación de Redes Eléctricas; San Bernabé Entq. Aguilas – Topilejo, se efectuó el pago de indemnizaciones a costos mayores a los estimados en el presupuesto original; Cumbres Entq. Reynosa – Aeropuerto, se pago suministro de materiales para la construcción no considerados en el presupuesto original, la obra aun no se licita, Bledales – Santiago, construcción de la obra y pago de equipo incluido en el alcance del contrato no previsto originalmente, postes y cable de importación y Frontera - Tijuana I, convenio con la División en 1998, en el ejercicio 1999 se pagó material (Estructuras y Estimaciones de Obra).

En cuanto a metas en este proyecto de Inversión, se programó terminar en el ejercicio de 1999 la cantidad de 1 833.0 Km-c y se logró la terminación de 1 015.7 Km-c, es decir, se alcanzó un 55.4 por ciento de lo programado.

La variación se debe a que no fue posible terminar, por diferentes causas, el grupo de líneas que se explica a continuación:

Santiago Cabo San Lucas - Cabo Real, con 152 Km-c, no fue terminada por modificaciones de la trayectoria en tramo carretero, solicitada por autoridades municipales y por el FONATUR, se condiciona el permiso a cambio de trayectoria en 6 Km, CFE solicitó la intervención del Gobierno Estatal para buscar una solución al problema; esta obra alcanza un avance del 65.0 por ciento, Nizuc – Playa del Carmen, con 124 Km-c, no logró concluirse por problemas en tres torres que con una altura de 52 metros, interfería en el cono de aterrizaje del Aeropuerto Internacional de Cancún, Q. Roo, de acuerdo a las Normas Internacionales de Aviación, esta obra alcanzó un avance del 91 por ciento; Atlacomulco II - Almoloya, con 76 Km-c, no se terminó debido a modificación a las características y trayectoria de la L.T. Donato Guerra - Atlacomulco II, pasando de 115 Kv a Atlacomulco II Entq. Donato Guerra - Nopala en tensión de 400 Kv y finalmente a Atlacomulco II - Almoloya en 400 Kv, San Bernabé Entq. Aguilas -

Topilejo, con 56 Km-c, no fue terminada por problemas con afectados de San Lorenzo Acopilco, San Pablo Chimalpa y Lomas del Parque que se niegan a la construcción, actualmente se analiza la construcción en forma subterránea; esta obra alcanzó un avance de 53.0 por ciento.

Tizapa Maniobras Entq. Donato Guerra - Ixtapantongo, con 48 Km-c, no fue terminada, debido a que se transfirió su construcción a la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos; El Sauz - San Juan del Río con 42 Km-c, no se terminó su construcción por problemas indemnizatorios para la construcción en estructuras 66 y 67, el 22 de octubre de 1999 se publicó en el periódico oficial del gobierno del estado de Querétaro la expropiación a favor de CFE del predio " La Rueda" donde se localizan las estructuras 66 y 67; esta línea alcanzó un avance del 80.0 por ciento. Atlacomulco II - Atlacomulco I, con 38 Km-c, no se terminó debido a problemas de indemnizaciones con la empresa IUSA (no permitió el paso por sus terrenos, solicitando se modificara la trayectoria considerando afectar lo menos posible sus terrenos) y con los ejidos Mavoro, los Reyes y San Juan - San Agustín (no permitieron el paso); Zinapécuaro - Morelia Industrial, con 35 Km-c, no fue concluida debido a que el Ejido Charo negó en forma rotunda el paso por su propiedad, obligando al cambio de trayectoria.

Buena Vista - Pradera y Buena Vista - Crucero, con 33 y 28 Km-c respectivamente, no fueron terminadas por falta de aplicación de los recursos necesarios, por parte de la compañía contratista, para terminar en programa, así como al incremento de volúmenes en el concepto de excavaciones, debido a que cuando se elaboró el catálogo de conceptos, se consideró una estratigrafía; sin embargo al efectuar los trabajos se encontraron estratos diferentes a los del estudio y problemas indemnizatorios que han repercutido en la liberación de estructuras, estas obras alcanzaron avances físicos de 28.0 y 12.0 por ciento, respectivamente.

La Pila - Dasa con 20 Km-c, no fue posible terminarla por encontrarse la construcción bajo libranzas las cuales el área de operación no autorizó por ser la única línea que alimenta de energía a la zona industrial de la ciudad de San Luis Potosí y problemas de indemnizaciones en la estructura No. 7, esta línea alcanzó un avance del 40.0 por ciento; Mirador - Uruapan, con 20 Km-c, no se terminó su construcción por falta de aplicación de recursos necesarios, por parte del contratista, para terminar en programa, así como problemas indemnizatorios que han repercutido en la liberación de estructuras, esta obra alcanzó un avance físico del 92.0 por ciento.

Rosarito II – Tijuana, con 62 Km-c, no se terminó debido a problemas de paso, esta pendiente de ejecutar el deslinde del tramo en el cual la línea utiliza los camellones del libramiento Tijuana 2000, que se encuentra en proyecto. Se requiere hacer negociaciones ante la Secretaría de Asentamientos Humanos y Obras Públicas del Estado y el Fideicomiso "El Florido" para determinar el derecho de vía que le corresponda a CFE pagar; Chihuahua CC Entq. Avalos - Chihuahua Norte, esta obra se programó con 4 circuitos que integraban 72 Km-c, de los cuales solamente se construyeron 2 circuitos, reduciéndose 36 Km-c; Alamo Entq. Aguilas - Contreras, con 12 Km-c, no terminó la construcción debido a requerimientos operativos y de crecimiento de la red eléctrica asociada a esta obra solicitados por LFC y el Area de Transmisión y Transformación Central, se modificó el trazo de la Línea de Transmisión retrasando su terminación, esta línea llegó al 53.0 por ciento de avance.

Odón de Buen - Taxqueña, con 16 Km-c, no se concluyó su construcción por problemas en la UNAM (no se tenía acceso a las estructuras ubicadas en su predio), se suspendieron los trabajos de construcción de la estructura 392 a la estructura 397B, esta obra alcanzó un avance del 54.0 por ciento. Parque Industrial Entq. Chapultepec - Hidalgo, con 20 Km-c, no se terminó la construcción por trabajos suspendidos en septiembre de 1999 por el Ayuntamiento de San Luis Río Colorado, Sonora, por inconformidad de vecinos afectados por la obra, se interpuso juicio de amparo ante juzgado, actualmente en trámite.

INDICADOR ESTRATEGICO: *Crecimiento de la red troncal de transmisión (longitud adicional/longitud total)*

Este indicador consiste en realizar proyectos que amplíen la infraestructura de la red nacional de transmisión de energía eléctrica, a fin de suministrar el servicio eléctrico con mayor confiabilidad a los usuarios. Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación contempló

una asignación de 979 019.0 miles de pesos, para incrementar en 5.5 por ciento la red nacional de transmisión. Este porcentaje es resultado programar una adición de 1 833.0 Km-c, a la red nacional de 33 304 Km-c existente en 1998, lo cual permitirá obtener una longitud de 35 137.0 Km-c.

Al término del año el presupuesto ejercido ascendió a 1 408 849.1 miles de pesos, monto superior en 43.9 por ciento a la asignación original; las causas de este comportamiento se reportan en el proyecto K031. La meta del indicador estratégico alcanzada fue menor en 2.5 puntos porcentuales a la previsión original, al registrar la red nacional un crecimiento anual de 3.0 por ciento, el cual es equivalente a una adición de 1 015.7 Km-c, logrando así una longitud acumulada de 36 349.1 Km-c durante 1999, considerando también lo alcanzado en el proyecto K030 por 1 173.4 Km-c, se tiene una longitud acumulada para ambos proyectos de 35 493.1 Km-c.

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto al universo de cobertura (que expresa el crecimiento de la red nacional de transmisión registrado en 1999) fue de 63.8 por ciento, 53.2 puntos porcentuales menos que lo proyectado, las causas de la variación se reportan en el proyecto K031.

Obras terminadas de líneas de transmisión de energía PAI

SUBDIRECCIÓN DE CONSTRUCCIÓN COORDINACIÓN DE PROYECTOS DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACION				LINEAS DE TRANSMISION		POISE: FECHA:2000-03-13	
				OBRAS TERMINADAS (EN SU CONSTRUCCIÓN) ENERO-DICIEMBRE 1999			
RESID	CLAVE	NOMBRE DE LA OBRA	MOD.	KILOMETROS		KILÓMETROS CIRCUITO	F.T.C.
				1C	2C		
		K031 TRANSMISION DE ENERGIA PAI					
B	6HBK1	QUERETARO POT-TULA	PAI	150.0		150.0	9901
A	6JA71	CHIHUAHUA C.C. (EL ENCINO) - HERCULES POT	PAI	218.0		218.0	9908
B	6HXR1	SAN LORENZO POT. ENT. PUEBLA II TEXCOCO	PAI		0.5	1.0	9912
B	6HMM1	LA PILA ENT. S.L.P. P.V. S.L.P.11	PAI		4.0	8.0	9903
J	6F9J1	ALAMOS ENT. ATEQUIZA GUADALAJARA OTE.	PAI		10.0	20.0	9904
D	6H9T1	CULIACAN POT. ENT. MAZATLAN II CULIACAN III	PAI		1.0	2.0	9905
B	66U12	S.L.P. P.V. SAN LUIS POTOSI II (TEND. 2º C.)	PAI	35.0		35.0	9905
A	6J4X1	CHIHUAHUA C.C. ENT. AVALOS CUAHUTEMOC II	PAI	*****	18.0	36.0	9909
G	6HE81	BALAM ENT. VALLADOLID NIZUC	PAI		25.0	50.0	9909
A	6J501	CHIHUAHUA C.C. ENT AVALOS CHIHUAHUA NTE.	PAI		18.0	36.0	9910
A	6HVG1	MATAMOROS ENT. RIO BRAVO P.V. LAURO VILLAR	PAI		0.8	1.6	9911
B	6H0A2	IXTAPA POT EN LAZARO CARDENAS ZIHUATANEJO	PAI		3.0	6.0	9912
D	6JC81	BLEDALES - SANTIAGO	PAI		112.0	224.0	9912
E	6HV11	CHINAMECA POT ACAYUCAN	PAI		27.0	54.0	9901
J	6J281	TEPIC I-TEPIC II	PAI	10.0		10.0	9902
B	66C21	LEON IV-LEON ALFARO	PAI		5.0	10.0	9902
B	6HH71	LEON IV-LEON ORIENTE	PAI		9.0	18.0	9902
B	6J0G1	P.B.1. ENT IXTAPANTONGO TOLUCA	PAI		1.0	2.0	9903
E	6F8V1	LAS MATAS ENT. CHINAMECA II MINATITLAN II	PAI		0.2	0.4	9907
A	6JKN1	SALTILLO ENT. CEDROS KIMBERLY CLARK	PAI		2.8	5.6	9907
G	6HE71	BALAM ENT. BONAMPAK PTO. JUAREZ	PAI		0.3	0.5	9908
G	6FB91	CHUBURNA ENT. NTE. MERIDA PONIENTE	PAI		0.8	1.6	9908
G	60J41	SAN IGNACIO - NORTE MERIDA POT (3 CIRC.)	PAI	5.0	5.0	15.0	9909
D	6E021	CUL. POT. ENT. COMEDERO P.H. - CUL 5 (4 CIRC.)	PAI		3.0	12.0	9910
E	6HJ61	CHINAMECA POT - CANTICAS	PAI		21.0	42.0	9910
B	6HD81	AMOZOC II ENT PUEBLA II ORIZABA	PAI		0.5	1.0	9911
E	6HMMW1	LOMA BONITA - PLAYA VICENTE	PAI	35.0		35.0	9911
B	664P1	CUAUTLA II ENT. CUAUTLA-CUAUTLA INDUSTRIAL.	PAI		10.5	21.0	9912
TOTAL				453.0	278.4	1 015.7	

***** NOTA.- LA DISTANCIA REAL DE ESTA LINEA ES DE 18.KM., POR LO TANTO SU LONGITUD REAL ES 36.0 KM-C.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROYECTO: K032 Proyectos de ampliación de redes de distribución

El objetivo de este proyecto es construir la infraestructura eléctrica, y otorgarle un uso eficiente y razonable al conjunto de la ya existente, mediante su correcta operación; asegurando un suministro en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y precio, que permita atender la demanda de energía eléctrica normal y adicional, mediante la distribución y comercialización de energía a los usuarios.

La cobertura del proyecto es en el ámbito nacional por medio de las áreas que integran la Subdirección de Distribución, proporcionando beneficios económicos y sociales, consistentes en promover el bienestar a los habitantes de todo el país por medio de los usos y aplicaciones de la energía eléctrica, con altos niveles de eficiencia.

El presupuesto global ejercido en el proyecto K032 ascendió a 3 118 749.3 miles de pesos, cifra inferior en 171 454.2 miles de pesos, es decir, en 5.2 por ciento, a la previsión original. Para arrendamiento financiero, los recursos presupuestados para gruas hidráulicas, se previeron para la amortización de dos años de rentas conforme a la Norma de Información Financiera NIF-09, sin embargo, el ejercicio presupuestario por 22 338.4 miles de pesos, representó el 6.9 por ciento a lo previsto originalmente, debido a que la tabla de amortización definitiva se determinó toda vez que la última grúa autotransportada fue entregada, existiendo una gran diferencia entre la tabla de amortización con la que se programó el presupuesto y la proporcionada en forma definitiva.

El presupuesto original para la Subdirección de Distribución para inversión fue de del orden de 2 967 945.9 miles de pesos, ejerciéndose en el período 3 096 410.9 miles de pesos, que representan un mayor ejercicio devengable de 128 465.0 miles de pesos y una variación relativa de 4.3 por ciento, la diferencia tiene su origen principalmente en la utilización de diversos materiales y equipos, disponibles o existentes en los diversos almacenes y bodegas de la CFE.

La aplicación del ejercicio devengable se manifestó en los proyectos fundamentales que constituyen este proyecto de inversión, como la construcción y ampliación de líneas de distribución, construcción y ampliación de subestaciones de distribución, con el objetivo de superar la saturación en las instalaciones, los problemas de calidad de servicio y evitar limitaciones de atención a nuevos servicios, principalmente de tipo industrial o turístico; así también, las ampliaciones a redes de distribución y la reducción de pérdidas, mejorando la distribución y la calidad del suministro.

INDICADOR ESTRATEGICO: Crecimiento de la capacidad de subestaciones de distribución (capacidad adicional / capacidad total)

Este indicador estratégico consiste en realizar proyectos que incrementen la capacidad de las redes de distribución, mediante la construcción y ampliación de líneas de subtransmisión menores de 230 Kv y a través de la construcción y la ampliación de subestaciones de transformación y distribución. Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación contempló una asignación de 2 967 945.9 miles de pesos, para incrementar en 2.3 la capacidad de subestaciones de distribución. Este porcentaje es resultado de adicionar 620.0 MVA a la capacidad ya existente de 27 447.0 MVA a diciembre de 1998, lo cual permitirá obtener una capacidad a diciembre de 1999 de 28 067.0 MVA.

Al término del año el presupuesto ejercido ascendió a 3 096 410.9 miles de pesos, monto superior en 4.3 por ciento a la asignación original; las causas de este comportamiento se reportan en el proyecto K032. La meta del indicador estratégico alcanzada de subestaciones de distribución fue mayor en 0.7 puntos porcentuales a la previsión original, al registrar la capacidad un crecimiento anual de 2.9 por ciento, el cual es equivalente a una adición de 829.0 MVA, logrando así una capacidad acumulada de 28 276.0 MVA para 1999, esta cifra corresponde exclusivamente al programa normal de inversiones, por lo que cabe mencionar, que incluyendo las obras de terceros, la capacidad acumulada asciende a 29 865.9 MVA.

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto al universo de cobertura (que expresa el crecimiento de la capacidad de subestaciones de distribución registrado en 1998) fue de 290.0

por ciento, 60.0 puntos porcentuales mas que lo proyectado, las causas de la variación se reportan en el proyecto K032.

Las obras concluidas que permitieron la ampliación de la capacidad de subestaciones de distribución, son las siguientes:

<u>Denominación:</u>	<u>MVA</u>
Laguna 2	20.00
Pánuco Sustitución	13.75
Valle de Guadalupe	20.00
Pacífico	30.00
Navojoa Norte	40.00
Hermosillo 8 (ampliación)	40.00
Torres Banco 1	30.00
Vicente Guerrero Sustitución	10.60
Alamo	30.00
Guadalcazar Sustitución	10.60
Juchitan Sustitución	10.60
Excelopolis Banco 1	30.00
Centinela	30.00
Noqales Norte	30.00
Culiacán	10.00
Agrícola	7.50
Acuña Provisional	20.00
Querétaro Norte	20.00
Montoya	20.00
Sultepec	9.40
Tecpan	6.25
La Bolsa	12.50
Nuevo Ideal	9.40
Tulipán	9.40
La Vuelta	3.00
La Tekax	7.12
Parque Industrial	20.00
Navolato	10.00
Loche	3.13
Bravo	20.00
Jardín Bancos 1 y 2	40.00
Industrial Banco 2	30.00
Otros	225.75
Suma:	829.00

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

PROYECTO: K033 Proyectos de ampliación de transmisión, transformación y operación

Su objetivo es reforzar la infraestructura de las instalaciones de transmisión, transformación y control, para optimizar la operación de la red troncal del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), para asegurar el suministro del servicio.

Su beneficio económico y social se da con el mejoramiento y ampliación de la red, haciendo posible garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica, contribuyendo con ello al desarrollo económico del país, por la disminución de interrupciones que afectan al usuario final.

El Presupuesto devengable autorizado para 1999 a la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control ascendió a 432 880.5 miles de pesos, de los cuales al mes de Diciembre se ejercieron 415 949.9 miles de pesos, es decir, un menor ejercicio por 16 931.3 miles de pesos que representa el 3.9 por ciento en relación con lo autorizado, cuyas causas de la variación a continuación se enuncian:

Los recursos para la inversión de 1999, se destinaron para llevar a cabo los proyectos indispensables para reforzar la infraestructura de las instalaciones y aumentar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, mismos que a continuación se resumen:

Proyectos de ampliación de transmisión, transformación y operación

(Miles de pesos)

PROYECTO	PRESUPUESTO	EJERCICIO	VARIACION
SICLE	170 078.1	151 451.0	-18 627.1
SIME	24 849.0	22 768.5	-2 080.5
SITRACEN	24 728.0	20 078.8	-4 649.2
Modernización de subestaciones y líneas	154 017.5	168 973.0	14 955.5
Equipamiento	32 840.8	31 505.1	-1 335.7
Bienes Restringidos	21 422.1	16 885.7	-4 536.4
Equipo de Cómputo	4 945.0	4 287.8	-657.2
T O T A L	432 880.5	415 949.9	16 930.6

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Sistema de información y control local de estación (SICLE)

Este proyecto presenta un menor ejercicio de 18 627.1 miles de pesos, debido a que la mayoría de los equipos se recibieron en el último trimestre del año, situación que provocó que los mismos no se instalaran en este ejercicio.

Sistema integral de medición de energía (SIME)

El menor ejercicio con importe de 2 080.5 miles de pesos, se debe a que el proveedor no presentó oportunamente las facturas complementarias por ajuste de precios.

Sistema integral de información en tiempo real para la administración y control de la energía del Sistema Eléctrico Nacional (SITRACEN)

Presenta un menor ejercicio por 4 649.2 miles de pesos, el cual se debe a que en el pronóstico de pago se consideró un tipo de cambio mayor al realizado.

Modernización de subestaciones y líneas

Este proyecto presenta un mayor ejercicio por 14 955.5 miles de pesos, el cual se debe a la ejecución de los proyectos necesarios para reforzar la infraestructura de subestaciones de transformación y líneas de transmisión, con la finalidad de mantener la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, mismos que por su importancia no pueden ser diferidos, por lo cual el mayor ejercicio se compensa con el importe no ejercido del proyecto SICLE, que forma parte de este mismo proyecto de inversión (K033 Proyectos de ampliación de transmisión, transformación y operación).

Es importante mencionar que este proyecto contempla las actividades sustantivas de la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control, por lo que en su ejecución se adquieren equipos primarios, transformadores, interruptores, cuchillas, equipos para modernizar los sistemas de transmisión de voz y datos, además de la ejecución de las obras civiles y electromecánicas.

Equipamiento

Presenta un menor ejercicio por 1 335.7 miles de pesos en relación con el presupuesto estimado, el cual se debe a la cancelación de requisiciones, ya que los bienes no serían recibidos en el ejercicio de 1999.

Bienes Restringidos

Este proyecto tiene un menor ejercicio por 4 536.4 miles de pesos en relación con el presupuesto estimado, debido principalmente a que no se recibió en su totalidad el equipo de transporte destinado a las áreas de la Subdirección de Transmisión y Transformación, así como por la cancelación de requisiciones, ya que los bienes no se recibirían en 1999.

Equipo de cómputo

Presenta un menor ejercicio en 657.2 miles de pesos, debido a que la adquisición de un servidor no se recibiría en el año de 1999, lo que originó la suspensión del trámite de compra, ya que afectaría el presupuesto del año 2000.

PROYECTO: K034 Proyectos de ampliación de generación - operación

El objetivo de este proyecto de inversión es el sostenimiento de activos a través de la mejora operativa y continua de las unidades generadoras de las diferentes centrales.

Los proyectos de ampliación generación – operación implican el adecuado sostenimiento de los activos para mejorar los parámetros operativos de los sistemas – técnico administrativos, el cual representa menores costos, mayor eficiencia y confiabilidad, lo cual se ve reflejado en una disminución en pérdida de eficiencia en el parque térmico y de disponibilidad de las centrales.

En este proyecto se registra un menor ejercicio de 116 966.4 miles de pesos, que representa el 18.9 por ciento del de los 619 611.4 miles de pesos del presupuesto asignado.

Ejercicio 1999

OBSERVACION	Importe (Miles de pesos)
Refaccionamiento Mayor	278 510.1
Seguridad en instalaciones	124 788.5
Bienes restringidos	31 662.7
Seguridad industrial	21 669.1
Ecología	32 349.7
Capacitación	13 664.9
TOTAL	502 645.0

Esta variación se debió principalmente por al refaccionamiento mayor realizado por 278 510.1 miles de pesos y que se detalla a continuación:

Programa de refaccionamiento mayor

OBSERVACION	Importe (Miles de pesos)
Sistemas de Medición Continua de Emisión de Gases en Chimeneas con destino a las centrales termoeléctricas Villa de Reyes, Altamira, Nachicom, Lerma, Emilio Portes Gil, Francisco Villa, José López Portillo, Monterrey, Guadalupe Victoria, Presidente Juárez, Punta Prieta, José Aceves Pozos, Salamanca y Fco. Pérez Ríos. (El importe corresponde al saldo que quedo pendiente por concepto de la instalación y puesta en servicio).	10 478.1
Rodete tipo Pelton para la C.H. Valentín Gómez Farias.	4 338.2
Refacciones para Generador de Vapor Para la C.T. Gral. Manuel Alvarez Moreno	2 800.0
Cadenas para Malla Giratoria para la C.T. Gral. Manuel Alvarez Moreno	2 573.0
Refacciones para Turbina con destino a la C.T. Valladolid	115 309.3
Refacciones para Turbina con destino a la C.T. Chankanab	4 699.6
Refacciones para Turbina con destino C.T.G. Cancún	5 502.7
Refacciones para Turbina con destino C.T. Valle de México	10 231.6
Refacciones Generador de Vapor C.T. Valle de México y C.T. Salamanca	3 056.6
Sistema de Control para Turbina con destino C.T. Valle de México	8 956.9
Refacciones para Turbina de Gas y Rehabilitación con destino C.C.C. Tula	14 227.9
Sistemas de Excitación Estático C.H. Carlos Ramírez Ulloa	3 716.0
Sistema de Excitación Estático C.T. Francisco Pérez Ríos	3 917.2
Refacciones para Motores con destino C.D.E. Gral. Agustín Olachea Aviles	4 195.6
Refacciones para Turbina de Gas y Gabinetes C.T. Juan de Dios Batiz y C.T. Puerto Libertad	2 531.7
Sistema de Filtrado con destino C.T. José Aceves Pozos	2 150.8
Refacciones para Subestación Encapsulada con destino C.T. Plutarco Elias calles	4 711.5

Refacciones para Turbina con destino C.T. Carlos Rodríguez Rivero	4 954.8
Canastas para Pre calentador con destino C.T. Carbón II.	8 178.8
Refacciones para Turbina con destino C.T. Adolfo López Mateos	4 801.6
Refacciones para Generador Eléctrico con destino C.T. Cancún	23 411.7
Refacciones para turbina con destino C.T. Altamira	7 027.0
Refacciones para Turbina de Gas con destino C.T.G. Cancún	10 225.5
Refacciones para Turbina con destino C.T. Adolfo López Mateos	7 518.1
Sistema intercambiador de Calor Regenerativo con destino C.T. Manuel Alvarez Moreno.	8 995.9
SUBTOTAL	278 510.1

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

El programa de refaccionamiento mayor corresponde a la adquisición de refacciones y materiales de un largo proceso de fabricación y entrega mayor a 6 meses, por lo que el subejercicio fue originado por reprogramaciones en los plazos de entrega de dichas refacciones.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL 442: Distribuir y comercializar energía eléctrica

Su objetivo de esta actividad institucional es el de garantizar la continuidad y calidad de los servicios de distribución de energía eléctrica, mediante un sistema de distribución confiable, que permita disminuir las interrupciones del servicio y modernizar el proceso comercial para reducir tiempos en la contratación de servicios, toma de lectura, a través de centros de atención integral y personalizada.

Durante el presente año se comercializaron 117 433.7 GWh.

Esta actividad institucional participó con el 11.7 por ciento del gasto ejercido en el programa sectorial. El gasto devengado ascendió a 7 086 477.6 miles de pesos y fue inferior en 1.0 por ciento a los 7 155 591.2 miles de pesos presupuestados de origen, generando un menor ejercicio por 69 113.6 miles. La variación del mayor ejercicio del gasto en el capítulo de Servicios Personales se debió a que el incremento asignado en los salarios a partir de mayo, no fue cubierto presupuestalmente en su totalidad y el menor ejercicio se registró en los capítulos de Materiales y Suministros y de Servicios Generales, al haberse devengado menos en el rubro de la ropa de trabajo, el servicio telefónico y a los gastos de comunicación social.

PROYECTO: I016 Operación y mantenimiento a distribución y comercialización

El objetivo de este proyecto es suministrar energía eléctrica a través de un sistema eléctrico altamente confiable y seguro, que responda a las expectativas de los usuarios en términos de oportunidad, continuidad y calidad.

Para la distribución y comercialización de energía eléctrica se ejerció un presupuesto de naturaleza corriente por 7 086 477.6, inferior en 1.0 por ciento a los 7 155 591.2 miles de pesos presupuestados de origen. La variación del mayor ejercicio del gasto en el capítulo de Servicios Personales se debió a que el incremento asignado en los salarios a partir de mayo, no fue cubierto presupuestalmente en su totalidad y el menor ejercicio se registró en los capítulos de materiales y suministros y de servicios generales, al haberse devengado menos en el rubro de la ropa de trabajo, el servicio telefónico y a los gastos de comunicación social.

INDICADOR ESTRATEGICO: Crecimiento en el número de usuarios (nuevos usuarios / número de usuarios)

Este indicador de cobertura, consiste en determinar el factor de crecimiento de un año a otro, en el presente año el crecimiento de usuarios atendidos fue de 4.0 por ciento al pasar de 17 173 208 a 17 863 061 de usuarios.

Al término del año, el presupuesto ejercido ascendió a 7 086 477.6 miles de pesos, monto inferior en 1.0 por ciento a la asignación original; las causas de este comportamiento se reportan en el proyecto I016. La

meta del indicador estratégico alcanzada fue de 4.0 por ciento con relación a la previsión original, al incrementarse el número de usuarios atendidos en 689 853.

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto al universo de cobertura (que expresa el crecimiento de usuarios atendidos en 1999) fue de 114.3 por ciento, 20 puntos porcentuales más que lo programado.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 507 Generar energía eléctrica

Su objetivo es proporcionar el suministro de energía eléctrica con eficiencia y calidad, para responder eficazmente a la creciente demanda de los usuarios. Para ello, esta actividad contempla reforzar el mantenimiento a las plantas de generación para su buen funcionamiento y mantener el activo de generación en óptimas condiciones.

Esta actividad institucional participó con el 57.9 por ciento del gasto ejercido en el programa sectorial. El gasto devengado ascendió a 35 298 068.7 miles de pesos, y fue superior al 3.5 por ciento respecto a los 34 098 070.7 miles de pesos presupuestados originalmente. El mayor ejercicio por 1 199 998.0 miles de pesos se registró principalmente en el capítulo de materiales y suministros.

El mayor ejercicio por 23 172.0 miles de pesos en servicios personales se debió al incremento pagado al personal permanente y base, por concepto de nivel de desempeño otorgado al 20 por ciento del personal de la Subdirección de Generación durante el ejercicio.

El mayor ejercicio por 1 839 788.4 miles de pesos en materiales y suministros fue motivado por una mayor adquisición de materiales y refacciones derivados de los programas de mantenimientos; por un mayor consumo en carbón al obtener una mayor generación de energía eléctrica; y para el gas, el mayor ejercicio se debe al incremento de su precio registrado durante este periodo.

El menor gasto devengado en servicios generales por 662 962.4 miles de pesos se debe a un menor ejercicio en los derechos y usos de aprovechamiento de aguas nacionales, originado por una menor generación térmica de lo previsto y una mayor generación hidroeléctrica por ser un año medio en aportaciones pluviales.

PROYECTO: I014 Operación y mantenimiento de centrales generadoras

Los objetivos de este proyectos son generar energía eléctrica suficiente, para garantizar el servicio en forma oportuna y eficiente, buscando la racionalización y diversificación de energéticos, así como mantener y mejorar la continuidad y calidad del servicio.

Mantenimiento Térmico

Se programaron 184 unidades térmicas base a mantenimiento y se efectuaron 166, no se realizaron 20 y se hicieron 2 fuera de programa, el cumplimiento es del 90.2 por ciento. Ahora con relación a la energía programada a mantenimiento fue de 29.0 Gw-mes y la realizada fue de 27.5 Gw-mes con un cumplimiento del 94.7 por ciento.

Las causas por las cuales no se realizaron los mantenimientos son:

Mantenimientos no realizados a unidades térmicas generadoras de energía eléctrica

CENTRAL	TIPO MTTO. NO REALIZADO.	JUSTIFICACION
Cerro Prieto U-9	Semestral	Se programó un mantenimiento de limpieza al condensador para mejorar su rendimiento, pero el equipo se encuentra en buenas condiciones por lo que no se ha realizado su mantenimiento.
El Saúz U-2	Anual	Por no cumplir con sus horas de operación
Salamanca U-3	Semestral	Se reprograma el mantenimiento semestral para el 2000 por diferirse el anual de esta unidad.
C.C. Gómez Palacio U-1	R.P.C.	Por no cumplir con sus horas de operación

C.C. Gómez Palacio U-2	R.P.C.	Por no cumplir con sus horas de operación
Samalayuca II PQT1	R.P.C.	Por no estar autorizado el contrato a 3 años para el mantenimiento.
Tuxpan U-1	Anual	Se reprograma para el 2000 por diferirse las unidades 3 y 4 debido a que se declaró desierto el concurso.
Altamira U-2	Anual	Se reprograma para el 2000 en virtud de que aun no se recibe la autorización de la SHCP para afectar el presupuesto.
Altamira U-4	Semestral	Se reprograma para el 2000, debido a las reprogramaciones de las unidades 2 y 3 de esta central.
Los Humeros U-2	Anual	Se reprograma para el 2000 por ajustes presupuestales.
Los Humeros U-3	Anual	Se reprograma para el 2000 por ajustes presupuestales.
Poza Rica U-3	Anual	Debido a la reprogramación de la U-1 se tiene planeada su salida a mantenimiento para el próximo año.
Huinalá U-1	R.P.C.	Se reprograma por refaccionamiento.
Monterrey U-3	Semestral	Debido a las reprogramación de la U-6.
Manzanillo I U-1	Anual	Por la prolongación del mantenimiento de la U-2 de la misma central.
Petalcalco U-3	Semestral	No se realizó este año por el diferimiento de la U-1, debido al bloqueo realizado por los pescadores.
Valladolid U-4	Mayor	Se reprograma para próximo año, debido a los plazos requeridos para el proceso de licitación del proyecto conversión a gas y por el diferimiento de la U-1.
Valladolid U-5	Mayor	Se reprograma para próximo año debido a los plazos requeridos para el proceso de licitación del proyecto conversión a gas y por el diferimiento de la U-1.
Lerma U-2	Anual	Reprograma su mantenimiento debido al diferimiento de inicio del mantenimiento U-4 de la misma Central, por la inclusión de los proyectos de conversión a gas de la Central Mérida II y por necesidades de reserva del sistema.
Nachicom U-1	Anual	Se difiere el mantenimiento para el 2000 por encontrarse la unidad en buenas condiciones operativas.

Fuente: Comisión federal de Electricidad

Mantenimientos realizados no programados a unidades térmicas generadoras de energía eléctrica

CENTRAL	TIPO MTTO. NO PROGRAMADO.	JUSTIFICACIÓN
Presidente Juárez U-2	Semestral	En febrero del año 2000 se va a rehabilitar la subestación de 230 KV, esto implicaría tener fuera la U-5, pero en el mismo mes estaba programada la U-2 por lo que se opta por adelantar esta unidad y realizar el de la U-5 durante la rehabilitación.
Carbón II	Anual	Se realiza un mantenimiento semestral para realizar la adecuación del Y2K.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Mantenimiento Hidroeléctrico

En el programa de mantenimiento a unidades generadoras hidroeléctricas se contemplo dar mantenimientos mayores y menores a 128 unidades a una energía sometida a mantenimientos de 10.435 GW-Mes y el programa real de mantenimientos ascendió a 143 unidades hidroeléctricas con una energía real a mantenimiento de 9.085 GW-Mes.

Los mantenimientos realizados, no programados fueron 24 y las unidades afectadas por mantenimientos programados, no realizados, ascendieron a 9, cuyas causas son las siguientes:

Mantenimientos realizados no programados a unidades hidroeléctricas generadoras de energía eléctrica

CENTRAL	TIPO MTTO. NO PROGRAMADO.	JUSTIFICACION
Belizario Dominguez U-4	Menor	Corregir falla a tierra en estator del generador .
Belizario Dominguez U-5	Menor	La operación de maquinas a caídas mayores a las de diseño motivan a la revisión.
Malpaso U-4	Menor	Se hace limpieza a radiadores por tener baja eficiencia
J. Cecilio del Valle U's -2, 3 y 4	Menor	Por haber fugas en válvula principal U-2 se hizo cambio siendo necesario paro total de la central.
Colimilla U-1	Menor	Se hace revisión por escuchar ruidos en la carga de turbina
Cobano U-2	Menor	Durante la limpieza del canal se hace mantenimiento menor a la unidad.

Cupatitzio U-2	Menor	Durante la limpieza de obra hidráulica se hace mantenimiento menor a la unidad.
Valentín Gómez Farías U-2	Menor	Durante el desarene se hace el mantenimiento menor
Minas U-1, 2 y 3	Menor	Se hace desasolve del embalse y se aprovecha para dar mantenimiento menor.
Encanto U-1 y 2	Menor	Se hace desasolve del embalse y se aprovecha para dar mantenimiento menor.
Ixtacoquitlan U-4	Menor	Se hace inspección interna para obtener datos de excitación.
Raúl J. Marsal U-1	Menor	Se hace mantenimiento aprovechando el bajo nivel.
Humaya U-1 y 2	Menor	Se hace mantenimiento aprovechando el bajo nivel.
Oviachic U-1	Menor	Se hace mantenimiento aprovechando el bajo nivel.
Sanalona U-1 y 2	Menor	Se hace mantenimiento aprovechando el bajo nivel.
Huites U-1 y 2	Menor	Se repararon fisuras en la araña del rotor por garantía del fabricante.

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Unidades hidroeléctricas afectadas por mantenimientos programados no realizados

CENTRAL	TIPO MTTO. NO REALIZADO	JUSTIFICACION
Manuel Moreno Torres U-3	Mayor	Las aportaciones extraordinarias de las lluvias, no permiten las salidas a mantenimiento mayor de estas unidades.
Malpaso U-3	Mayor	Las aportaciones extraordinarias de las lluvias, no permiten las salidas a mantenimiento mayor de estas unidades.
Belisario Domínguez U-5	Mayor	Las aportaciones extraordinarias de las lluvias, no permiten las salidas a mantenimiento mayor de estas unidades.
Cobano U-2	Menor	CENACE no autoriza su salida por estar en mantenimiento , la Unidad 1 de Cupatitzio
Zumpimito U-1,2,3, y 4.	Menor	El desasolve de las instalaciones hidráulicas fue indebidamente considerado como mantenimiento menor.
P. Elías Calles U-3	Mayor	No sale a mantenimiento por no haber permitido CENACE

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Por lo que respecta a las metas de generación por origen de enero a diciembre de 1999 se observa que de una meta de 180 374.0 GWh se alcanzaron 179 068.0 GWh, lo que representa una diferencia de 1 306.0 GWh, o sea, 0.7 por ciento con relación a la meta programada.

La generación hidráulica fue mayor a la considerada en el presupuesto en 6 038.0 Gwh, misma que representó el 23.2 por ciento de la meta programada de 25 967.0 Gwh, debido principalmente al comportamiento de los elevados escurrimientos de agua, derivados de las depresiones tropicales.

La generación por medio de hidrocarburos fue menor 7 058.0 GWh que representa el 5.9 por ciento con relación a la meta programada de 120 241.0 GWh, compensado por una mayor generación hidráulica.

INDICADOR ESTRATEGICO: Pérdidas de energía (ventas totales / generación bruta total)

Este indicador de pérdidas de energía, consiste en determinar el porcentaje de perdidas, al dividir las ventas totales entre la generación bruta.

Al término del año, las perdidas de energía fueron del 15.1 por ciento, que comparadas contra las programadas de 15.6 por ciento, tenemos una disminución de 0.5 puntos porcentuales y contra el año anterior de 15.7 por ciento, tenemos una disminución de 0.6 puntos porcentuales, lo cual denota una mejoría.

Ventas reales 1999

Al público	117 434		
		<u>LFC</u>	<u>34 451</u>
Exportación	<u>131</u>		

Total 152 016

Generación bruta total 1999 fue de 179 068.0 Gwh, por lo que el indicador arrojó 15.11

$$\frac{152\ 016}{179\ 068} - 1 \times 100 = 15.11$$

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL 508: Transmitir y transformar energía eléctrica

Su objetivo es mantener la disponibilidad y confiabilidad de la red eléctrica de transmisión y transformación, evitar descargas en las instalaciones, disponer de capacidad de reserva para emergencia y disminuir las interrupciones.

Esta actividad institucional participó con 8.1 por ciento del gasto del programa sectorial. El gasto devengado ascendió a 4 943 290.3 miles de pesos, inferior en 36.7 por ciento a los 7 811 926.2 miles de pesos presupuestados. La variación negativa por 2 868 635.9 miles de pesos se registró principalmente en el capítulo de materiales y suministros, debido principalmente a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación.

Esta redefinición se debe a que anteriormente el procedimiento de intercambio de energía entre CFE y LFC se realizaba con un esquema de 46 puntos de medición, conforme al procedimiento Med. 7001, el cual establece los puntos de intercambio de energía entre los diferentes procesos y/o entidades, los cuales coincidían con las fronteras del activo fijo. Con la metodología anterior, la energía que entregaba CFE a las instalaciones de LFC ésta última consumía lo requerido para atender su demanda y el resto lo devolvía a las instalaciones de CFE. Esta situación propiciaba duplicidad en la cuantificación de gran parte de la energía manejada por las dos entidades y ocasionaba doble facturación de Luz y Fuerza del Centro a CFE.

Por lo anterior, se modificó la metodología de intercambio de energía acordando ambas entidades la instalación de 35 puntos de intercambio y con la aplicación de este procedimiento se mide y factura la energía que realmente es entregada a cada empresa y se evita duplicidad en los valores de energía recibida y entregada.

Cabe mencionar que este acuerdo se concilió con la Secretaría de Energía, Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.

A continuación se señalan las variaciones por capítulo de gasto:

Servicios Personales

Se registró un mayor ejercicio de 24 194.7 miles de pesos que representa el 2.1 por ciento con relación al presupuesto autorizado, cuya variación se deriva por el incremento salarial que rebasó las estimaciones presupuestales, destinada para el pago de salarios, prestaciones y previsión social e IMSS.

Materiales y suministros

Se ejercieron 3 258 714.1 miles de pesos, cantidad inferior de 2 916 834.6 miles con relación al presupuesto original de 6 175 548.7 miles de pesos, que representan el 47.2 por ciento con relación con el techo autorizado, lo cual se debe a lo siguiente:

Materiales.- Presenta un menor ejercicio por 97 831.1 miles de pesos, originado principalmente por las medidas implementadas para reducir el consumo de combustibles y lubricantes y papelería, en cumplimiento a las medidas de austeridad, así como por el retraso en la entrega de refacciones para los equipos de control, protección, medición, comunicaciones y electrónica, los que no se recibieron en los

plazos pactados motivando que los trabajos no se llevaran a cabo de acuerdo con el Programa para el Mantenimiento de equipos e instalaciones.

Energéticos y fuerza comprada.- El menor ejercicio por 2 819 003.5 miles de pesos que presenta este concepto se debe a los efectos ocurridos en los diferentes rubros que se describen a continuación:

Luz y Fuerza del Centro.- El menor ejercicio registrado por 2 614 841.6 miles de pesos, se debió principalmente a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación de dicho intercambio, acordándose que la facturación de CFE a LFC será únicamente por la energía neta entregada, obtenida por las diferencias en los puntos de medición.

Fuerza comprada al extranjero.- Presenta ejercicio menor por 113 595.8 miles de pesos, debido principalmente a la disminución de la compra de energía eléctrica al extranjero en el Area de Control Baja California por no incrementarse la demanda, de acuerdo a las estimaciones del predespacho de energía, asimismo, en el Area de Control Norte por la entrada en operación del tercer paquete de la C.T. Samalayuca II.

Fuerza comprada a otros.- Se ejerció una cifra menor en 872.2 miles de pesos, debido a que la energía comprada a cogeneradores no se incrementó de acuerdo a las estimaciones consideradas en el presupuesto original.

Fuerza comprada a PEMEX.- El ejercicio inferior de 89 693.9 miles de pesos obedece a la suspensión en la compra de energía excedente a PEMEX por parte del Area de Control Oriental, hasta en tanto se lleve a cabo la regularización de los contratos correspondientes.

Servicios generales

Presenta un ejercicio de 505 349.2 miles de pesos, mayor por 24 004.0 miles de pesos, que representa el 5.0 por ciento en relación con el presupuesto autorizado de 481 345.2 miles de pesos, cuyas principales variaciones por rubro y concepto se enuncian a continuación:

Servicios Generales

CONCEPTO	PPTO. ASIGNADO	PPTO. EJERCIDO	DIFERENCIA
Impuestos y Derechos	71 104.8	96 512.8	25 408.0
Adquisición de Servicios	224 009.9	253 752.9	29 743.0
Servicios de Terceros	140 928.7	111 602.3	-29 326.4
Costos Generales	44 572.2	42 151.1	-2 421.1
Comunicación Social	729.6	1 330.1	600.5
T O T A L	481 345.2	505 349.2	24 004.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Impuestos y derechos

El mayor ejercicio del gasto en 25 408.0 miles de pesos, se debe principalmente al incremento en la base gravable de los impuestos que paga la Institución por cuenta de terceros (empleados), en acatamiento a lo estipulado en la Ley del Impuesto Sobre la Renta.

Adquisición de servicios

Presenta un mayor ejercicio por 29 743.0 miles de pesos, el cual se ubica en los conceptos siguientes:

- La renta de equipo de transporte presenta un menor ejercicio por 27 961.3 miles de pesos, debido a que en este año no se efectuaron gastos por la renta de helicópteros en la Subdirección de Transmisión, Transformación y Control.
- Las erogaciones por el servicio telefónico presentan un menor ejercicio por 7 530.1 miles de pesos en relación con el presupuesto autorizado, debido a la aplicación de medidas para reducir el gasto, en cumplimiento a las medidas de austeridad.
- El concepto de mantenimiento de transformadores, interruptores y capacitores presenta un mayor ejercicio por 31 371.2 miles de pesos, debido a que el presupuesto de 1999 se formuló con base al ejercicio del primer semestre de 1998 y su proyección de cierre, resultando insuficiente para cubrir los contratos para el mantenimiento de los equipos primarios, los cuales no pueden ser diferidos por las implicaciones que se tienen para garantizar la confiabilidad del SEN.
- El concepto de viáticos por capacitación presenta ejercicio por 13 689.4 miles de pesos sin asignación presupuestal, debido a que a partir de 1999 se efectuó una mayor apertura de los conceptos de gastos de viaje y viáticos, por lo cual esta cuenta es de reciente creación y no se presupuestó originalmente.
- En el concepto de líneas privadas de transmisión de datos, voz y video, presenta ejercicio por 13 043.4 miles de pesos sin presupuesto, debido a que es un concepto de reciente creación y no se presupuestó originalmente.
- En otros conceptos de mantenimiento se tiene un mayor ejercicio por 8 620.4 miles de pesos, debido a la ejecución de los trabajos necesarios para mantener en condiciones de operación y disminución de fallas el SEN.
- En el concepto de capacitación, se realizaron mayores erogaciones por 4 657.3 miles de pesos, debido a que se presentaron requerimientos imprescindibles relacionados con el Programa de Calidad para obtener la certificación del ISO 9002, las cuales son necesarias para el desarrollo de la empresa.

La diferencia de 6 147.3 miles de pesos de este rubro se debe a variaciones con ejercicio mayor y menor en diversos conceptos, como se muestra a continuación:

C O N C E P T O	IMPORTE
Partidas complementarias con mayor ejercicio	4 465.4
Partidas complementarias con menor ejercicio	-10 612.7
T O T A L	-6 147.3

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Servicios de terceros

Presenta un menor ejercicio por 29 326.4 miles de pesos debido principalmente a lo siguiente:

- El concepto de mantenimiento de edificios e instalaciones presenta un mayor ejercicio por 5 002.3 miles de pesos, debido a la ejecución de los trabajos para incrementar la confiabilidad de las instalaciones de transformación.
- Las erogaciones pagadas a la Aseguradora Comercial América, S.A. fueron menores por 25 808.4 miles de pesos a las estimadas en el presupuesto originalmente, debido a que este dato se calculó con base a datos históricos, los cuales fueron mayores a los realmente ocurridos.

- El concepto de adquisición y renta de software presenta un menor ejercicio por 11 315.3 miles de pesos, debido al retraso en la recepción de los bienes, motivando que los trabajos de actualización de equipos y sistemas de cómputo no se llevará de acuerdo a lo programado.

La diferencia de 2 795.0 miles de pesos que complementa el menor gasto con relación al presupuesto autorizado se integra por variaciones en diversos conceptos que presentaron mayor y menor ejercicio como se resume a continuación:

CONCEPTO	IMPORTE
Partidas con mayor ejercicio	7 959.7
Partidas con menor ejercicio	-5 164.7
T O T A L	2 795.0

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

Costos generales

El rubro presenta una erogación menor por 2 421.1 miles de pesos en relación con el presupuesto autorizado, la cual se debe principalmente al menor gasto registrado en servicios de transportación aérea.

Comunicación Social

En el rubro de comunicación social la erogación fue mayor por 600.5 miles de pesos en relación con el presupuesto autorizado, cuya causa principal se debe al incremento en el costo de las publicaciones en el Diario Oficial de la Federación y diarios de nivel nacional, así como al incremento de las licitaciones efectuadas por la Areas de Transmisión y Transformación.

PROYECTO: I015 Operación y mantenimiento a transmisión y transformación

Los objetivos de este proyecto son los de promover y garantizar la confiabilidad y disponibilidad de la red eléctrica de transmisión y transformación, a fin de suministrar la energía eléctrica requerida por el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), eficientando la operación y mantenimiento de estas instalaciones.

Para la transmisión y transformación de energía eléctrica se ejerció un presupuesto de naturaleza corriente por 4 943 290.3 miles de pesos, inferior en 36.7 por ciento con relación al presupuesto original de 7 811 926.2 miles de pesos, debido principalmente a la redefinición de puntos de intercambio de energía entre CFE y LFC, en los cuales se acordaron nuevos criterios para la medición y facturación.

INDICADOR ESTRATEGICO: *Tiempo de interrupción por usuario (minutos de interrupción / número de usuarios totales)*

Este indicador consiste en reducir el tiempo de interrupción de energía eléctrica a los usuarios. Para el desarrollo de estas actividades el Presupuesto de Egresos de la Federación contempló una asignación de 7 811 926.2 miles de pesos, para programar una disminución de 235 minutos durante 1999.

Al término del año el presupuesto ejercido ascendió a 4 943 290.3 miles de pesos, monto inferior en 36.7 por ciento a la asignación original; las causas de este comportamiento se reportan en el proyecto I015. La meta del indicador estratégico alcanzada fue menor en 5.3 minutos con respecto a 1998, al registrar 230.1 minutos.

Minutos de interrupción $\frac{4\ 110\ 290\ 336}{17\ 863\ 061} = 230.1$ Minutos de interrupción por usuario
 Numero de usuarios totales

Con lo anterior, el comportamiento del indicador alcanzado respecto al universo de cobertura (que expresa los minutos de interrupción por usuario en 1999) fue de 85.2 por ciento, 1.8 puntos porcentuales menos respecto al indicador programado.

Con relación a la calidad del servicio, destaca el indicador que mide el Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) el cual se ubicó en 230.1 minutos al año, 4.9 minutos más que el año anterior, como consecuencia de las afectaciones en líneas y redes de distribución por efecto de los huracanes "Adrián", "Greg" e "Irwin", que se registraron durante este período. Sin incluir estas afectaciones, el TIU de 1999 es de 139 minutos, que comparado con el mismo período de 1998, también sin afectaciones que fue de 160 minutos, refleja una disminución de 21 minutos, lo cual representa una disminución de 13.1 por ciento.

ACTIVIDAD INSTITUCIONAL: 701 Administrar recursos humanos, materiales y financieros.

Esta actividad institucional tiene como objetivo conformar una organización eficaz y productiva, administrada con modernos criterios empresariales, que coadyuve en el logro de las actividades sustantivas de la entidad: generación, transmisión, transformación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

Esta actividad institucional participó con 4.4 por ciento del gasto del programa sectorial. El gasto devengado ascendió a 2 687 664.5 miles de pesos, inferior en 8.9 por ciento a los 2 951 058.6 miles de pesos presupuestados. La variación negativa por 263 394.1 miles de pesos se registró principalmente en bienes muebles, al no haberse ejercido el arrendamiento financiero de helicópteros, dado que dicho gasto deberá efectuarse hasta el año 2000 y años subsecuentes, de acuerdo a la autorización de la SHCP plasmada en su Oficio 340.A.-2765 del 21 de diciembre de 1999, misma que autoriza sustituir hasta 12 helicópteros propiedad de CFE.

En el capítulo de servicios generales se presupuestaron 962 920.2 miles de pesos, ejerciéndose 770 759.9 miles de pesos, lo que representa un ejercicio menor por 192 160.3 miles de pesos, es decir, un 20.0 por ciento menor a lo programado, debido principalmente al menor ejercicio en los siguientes conceptos: impuestos de productos del trabajo por cuenta de terceros, reparación a equipo de transporte, honorarios y gastos de consultores, mantenimiento a edificios e instalaciones y donativos.

En el capítulo de materiales y suministros se presupuestaron 69 416.4 miles de pesos, ejerciéndose 54 260.4 miles de pesos, lo que representa un menor ejercicio por 15 156.0 miles de pesos, es decir, un 21.8 por ciento menor a lo programado, esto debido a que se ejerció menos en los conceptos de refacciones y accesorios para equipo de transporte, papelería y artículos de oficina, refacciones para equipo de comunicaciones y electrónica y refacciones para equipo de computo.