



Comisión Federal de Electricidad

Informe Anual 2018

Contenido

Mensaje de la Administración	1
Industria Eléctrica	7
Proceso de Generación	8
CFE Generación I	12
CFE Generación II	31
CFE Generación III	57
CFE Generación IV	72
CFE Generación V	85
CFE Generación VI	98
Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde	121
Intermediación de Contratos Legados de Interconexión	129
CFE Transmisión	137
CFE Distribución	150
CFE Suministrador de Servicios Básicos	165
CFE Calificados	183
CFEnergía y CFEInternational	193
Gestión Corporativa	219
Proyectos de Infraestructura	220
Unidades de Negocio	247
LAPEM	247
TELECOM	256
PAESE	260
Finanzas	265
Agenda Regulatoria	282
Administración de Recursos	287
Transparencia y Rendición de cuentas	311
Evaluación por parte del Consejo de Administración	317
Anexos	329

Mensaje de la Administración

Al inicio de la Administración Federal 2018 – 2024, la Comisión Federal de Electricidad se encuentra en un momento de inflexión, caracterizado por el replanteamiento de las condiciones que, a partir de las reformas instauradas en los últimos años, debilitaron su posición como actor central del sector energético y como instrumento del Estado Mexicano en el aseguramiento de electricidad a todo el país.

En cumplimiento del artículo 116 de la Ley de la CFE, se presenta el Informe Anual correspondiente a 2018, último año de la administración anterior, en el que se documenta la actividad de miles de trabajadores comprometidos con la empresa pública, superando retos impuestos por políticas públicas que conducían a un alejamiento de los objetivos sociales y abandono de la conducción estratégica sectorial que, por mandato constitucional, corresponde a los Gobiernos de la República.

Las empresas de generación de la CFE tuvieron que remontar un año complejo, superando dificultades en su operación, agravadas por una normatividad que incrementó los obstáculos que debieron vencer.

Por un lado, la drástica disminución en las inversiones orientadas a plantas propias, operada durante las últimas décadas, tuvo como correlato la continuación del proceso de envejecimiento de las plantas de generación. La única opción para contener ese deterioro son los planes de mantenimiento, que a su vez resultaron insuficientes y desfasados debido, en gran medida, a la descoordinación y falta de racionalidad técnica introducidas por la separación del proceso de generación en cinco empresas con activos dispersos por todo el país. A lo anterior se añaden deficiencias en la planeación y calendarización de los mantenimientos. CFE Generación III tuvo casos como la Subgerencia Norpacífico, que realizó 16 de 20 mantenimientos necesarios, y la Subgerencia Centro Norte, que sólo ejecutó 2 de 8 mantenimientos.

Mantenimiento insuficiente y envejecimiento de componentes llevaron a pérdidas de productividad que se aprecian en disminuciones de la eficiencia térmica, de la potencia, de la confiabilidad y de la disponibilidad de las centrales generadoras. Tan solo CFE Generación III vio incrementadas las fallas y los decrementos en 100% con respecto a su meta.

A tales condiciones se añadió la falta de concreción de proyectos de gas natural que agravaron los desbalances entre oferta y demanda de combustibles, que son la fuente primaria de 50% de la

generación, que se obtiene de la tecnología de ciclo combinado. Al cierre de 2018, 7 gasoductos se encontraban detenidos por problemas que fueron encuadrados como “causas de fuerza mayor”, como los proyectos Tuxpan – Tula, Salamanca – Sásabe y Guaymas – El Oro.

El Contrato Legado para el Suministro Básico fue originalmente diseñado como un instrumento para que los usuarios reciban mejor servicio y precio, a partir principalmente de la reducción de costos en beneficio de los usuarios finales, y para que se protejan los derechos adquiridos por la CFE. Esta figura del legado se tradujo en una serie de contratos de cobertura eléctrica que, al vincular la oferta de las plantas más eficientes de la CFE con la demanda del Suministrador Básico, a través de compromisos de compra y venta por varios años, serviría como mecanismo para hacer más gradual la transición hacia la competencia plena. Sin embargo, por defectuosa implementación y diseño del regulador, el Contrato Legado ha incidido en el agravamiento de las condiciones adversas a las que se enfrentan las empresas de generación de la CFE y que se hicieron patentes en 2018.

Entre los problemas del Contrato Legado se encuentran un reconocimiento de costos variables que asumió eficiencias térmicas que no corresponden a la realidad operativa del promedio de las plantas de la CFE, que por razones antes expuestas estaban inmersas en un proceso de deterioro en su rendimiento técnico. En consecuencia, el déficit de recuperación de costos, uno de los grandes lastres de la empresa eléctrica nacional, se vio acrecentado, empujando en su caída a los resultados financieros de las generadoras. CFE Generación II aporta evidencias en el capítulo correspondiente.

Aunque la presunción era empezar a introducir los beneficios de un mercado en competencia, en los hechos, atendiendo al diseño y a la implementación de las reglas fijadas para la CFE, la introducción de los factores de mercado redundó en que, al no poder ejecutarse los planes de inversión y mantenimiento al ritmo adecuado, las empresas de generación tuvieron que comprar energía a precios de mercado (más altos) para cubrir la energía que no lograron suministrar, comprometida en los instrumentos del Contrato Legado, lo que los llevó a desembolsos que gravitaron contra sus finanzas. En contraste, la empresa que tuvo esquema diferente de Contrato Legado, CFE Generación V, tiene el compromiso de entregar Certificados de Energía Limpia a precios por debajo del mercado. Esto significó que el factor mercado se tradujo en que, al mismo tiempo, las empresas de generación de la CFE por un lado incrementaran sus costos y por otro lado perdieran ingresos.

Una deficiente implementación de la separación legal de la CFE condujo a paradojas insuperables en el modelo, con casos como el de CFE Generación V, la cual recibió el mandato de administrar los contratos de los Productores Independientes de Energía (PIE), pero no se le permitió acumular

los ingresos generados para efectos de reflejarlos en sus Estados Financieros. Eso llevó a la subsidiaria a dejar de administrar en beneficio de su balance financiero, casi 40 mil millones de pesos.

La Central de Laguna Verde constituye un activo que fortalece la planta de generación de la CFE, otorgando diversificación en las fuentes primarias y energía libre de emisiones de gases de efecto invernadero. La planta cumple estrictos estándares de calidad, continuamente supervisados por organismos nacionales e internacionales expertos en la materia. No obstante sus altos niveles de seguridad, en 2018 se acumuló un descenso en el desempeño de indicadores operativos que la llevaron a disminuir su nivel de cumplimiento de las exigentes metas de la metodología de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO por sus siglas en inglés). En consecuencia, durante 2018 la central fue considerada como una “planta de enfoque” por la asociación, y desarrolla un puntual programa de recuperación de sus indicadores.

El proceso de Distribución, a cargo de la empresa productiva subsidiaria con dicho nombre, es el que mayor cantidad de líneas de las redes eléctricas construye y opera. Por la extensión de su cobertura, lo intrincado de sus rutas de conducción de energía y la multiplicidad de equipamiento, el tema de mayor impacto es el de las pérdidas de energía. La reducción de pérdidas sigue enfrentando la necesidad de superar condiciones que favorecen la ocurrencia de pérdidas “no técnicas”, entre las cuales se cuentan la delincuencia organizada que impide el acceso a instalaciones y zonas conflictivas, movimientos de resistencia civil y la existencia de asentamientos irregulares.

Por lo que respecta particularmente a las pérdidas técnicas, hasta el año de reporte, se acumula un déficit de inversiones que ha impedido, como en el caso de la planta de generación, revertir el envejecimiento y aumentar la vida útil de las instalaciones.

En el rubro de comercialización de la energía, uno de los ramos más prometedores del nuevo arreglo orientado a mercado era la atención por separado a los grandes usuarios, llamados “calificados”, los cuales quedan sometidos a tarifas no reguladas y a competencia abierta entre distintas empresas que les podrán vender energía.

Debido a una defectuosa implementación de la nueva normativa relativa a este segmento de clientes, las empresas enfrentaron obstáculos como las condiciones inciertas para la migración desde el servicio básico hacia el calificado; escasez de energía en el corto y mediano plazo para canalizarla a estos clientes; y condiciones de mercado que introdujeron distorsiones en los precios que podían ofrecerse a los usuarios de gran consumo, entre las que se encontraron menores precios

en Baja California y fuertes oscilaciones en las tarifas finales de suministro básico. El capítulo de CFE Calificados aporta elocuentes muestras de las trabas en un segmento prometedor y cómo a pesar de ello la filial de la empresa eléctrica nacional ha logrado situarse en el liderazgo del segmento.

En contraste, el desempeño de la empresa productiva subsidiaria de Suministro Básico es un claro ejemplo de los efectos de las reformas: en los dos años de plena operación del nuevo régimen orientado a mercado (2017 y 2018), mientras el consumo de energía eléctrica en el país creció más de 6%, las ventas de la CFE en suministro básico se estancaron, al registrarse 0% de crecimiento¹. Esa aparente línea plana de evolución en realidad se compuso de fuertes oscilaciones mensuales de los precios de la electricidad durante 2018, provocados por la transición al nuevo régimen tarifario instaurado por la CRE, que redundaron en inconformidades de usuarios y desprestigio contra el desempeño y la confiabilidad de la CFE como proveedor de energía para los clientes finales. El indicador de satisfacción de clientes de CFE Suministrador de Servicios Básicos, al cierre de 2018, cayó de 75.7 a 74.8 puntos, medido con parámetros internacionales.

La construcción de infraestructura eléctrica es fundamental para que la CFE y sus empresas continúen como pilares de la industria eléctrica de México.

En el último lustro, ha aumentado la conflictividad asociada a la construcción de obras e instalaciones de la Comisión Federal de Electricidad. En torno a diversos proyectos, la relación de la empresa con grupos y comunidades se ha roto o enrarecido, instaurándose litigios mediáticos, confrontaciones e incluso promociones judiciales, que buscan detener y evitar la construcción de nuevas obras, lo que llega a causar serios retrasos en el ritmo adecuado de expansión de capacidades tecnológicas y operativas del sistema eléctrico nacional. En el capítulo de Infraestructura se aportan elementos técnicos, avances y problemática asociada a proyectos como la hidroeléctrica Chicoasén II, el ciclo combinado Centro y la Rehabilitación y Modernización de la termoeléctrica de Altamira. La problemática de complicaciones en los procesos constructivos también involucra factores como el súbito deterioro de las capacidades de gestión de los contratistas privados que ejecutan las obras. En el mismo capítulo, se aportan elementos sobre los retrasos sufridos por los proyectos de Transmisión Noreste, 4a fase, Huasteca – Monterrey y Distribución Valle de México, 2da fase, que exponen la necesidad de elevar la calidad de la gestión de obras y proyectos.

¹ Cifras resultado de comparar los datos de 2018 contra los de 2016 para país y empresa.

Las complejidades de las empresas de generación por las fallas de origen del Contrato Legado del Suministro Básico y de la separación legal, así como los daños a la relación con clientes por la incertidumbre tarifaria y con las comunidades por el tipo de relación que ha establecido la empresa cuando construye obras, llevan a la conclusión de que uno de los principales saldos deudores de la situación de la CFE se origina en el frente regulatorio.

Los participantes del mercado no están siendo orientados y normados hacia una verdadera participación equitativa y justa, y se acumulan aristas con distorsiones introducidas que le impiden a la CFE fortalecerse como el protagonista del sector que le corresponde ser. Están pendientes de revisión y replanteamiento aspectos como el reconocimiento del consumo de combustibles alternos en las centrales en caso de desabasto del combustible principal; que los suministradores básicos cumplan las reglas de coberturas y garantías; que a la filial de contratos de interconexión legados se le reconozcan costos de recursos humanos; y reconocimiento de Certificados de Energía Limpia para centrales de la CFE, entre otros temas.

Este informe, que se rinde por mandato legal, da cuenta de la superación de obstáculos por parte de la gente que sirve a la empresa eléctrica nacional e ilustra algunas de las dificultades creadas por políticas públicas que se encuentran en profunda revisión y replanteamiento. El Informe refleja condiciones en que fue recibida la CFE por parte del gobierno federal anterior. Sin embargo, aunque en buena medida transmite insuficiencias y problemáticas abiertas, no agota ni sustituye la revisión a fondo, que sigue en proceso, sobre los desequilibrios, la situación financiera, así como las limitaciones y obstáculos impuestos a la CFE como parte del diseño e implementación de la Reforma Energética.

La gran conclusión es evidente: la Comisión Federal de Electricidad es más grande que sus problemas, y sobre la base de su principal fortaleza, que son sus trabajadores y las inversiones del Estado Mexicano durante más de 80 décadas, será rescatada para volver al sitio que le corresponde: un motor del desarrollo económico y una institución que le permite a los mexicanos aspirar a una vida más digna y justa.

Lic. Manuel Bartlett Díaz
Director General de la CFE

Industria Eléctrica

La Comisión Federal de Electricidad fue creada en 1937 con la misión de llevar electricidad a todos los mexicanos. En las distintas etapas de su historia, la CFE ha logrado superar obstáculos y cumplir su cometido, en beneficio de la gente.

La empresa pública enfrenta hoy retos operativos, dificultades financieras y distorsiones en su modelo de gestión, ocasionados principalmente por cambios legislativos en los años recientes, como la Reforma Energética. A pesar de ello, gracias a la determinación de sus trabajadores, la CFE sigue adelante y se encamina hacia su rescate y fortalecimiento.

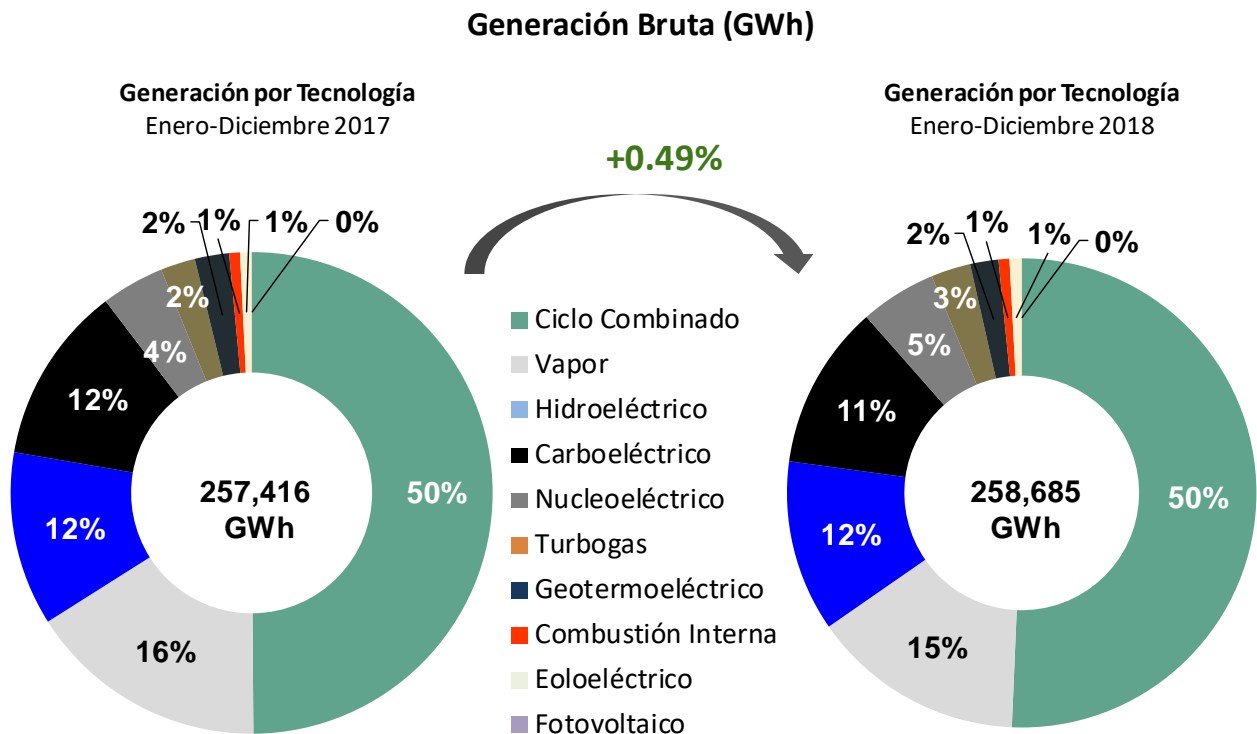
Lo primordial es que, contra todas las adversidades, al corte de diciembre de 2018, la CFE atendió a casi 43.4 millones de servicios contratados, lo que le permiten al país lograr una cobertura de 98.75% de la población con acceso al servicio de electricidad.

A continuación se detallan las actividades de la empresa eléctrica nacional, a través del grupo de empresas en que fue dividida y de los principales segmentos de la cadena de producción, que hicieron posible que la CFE, en 2018, continuara como la gran institución pública que hace posible que las poblaciones cuenten con la electricidad que les da calidad de vida, que es motor para el crecimiento económico y factor para la inclusión social.

Proceso de Generación

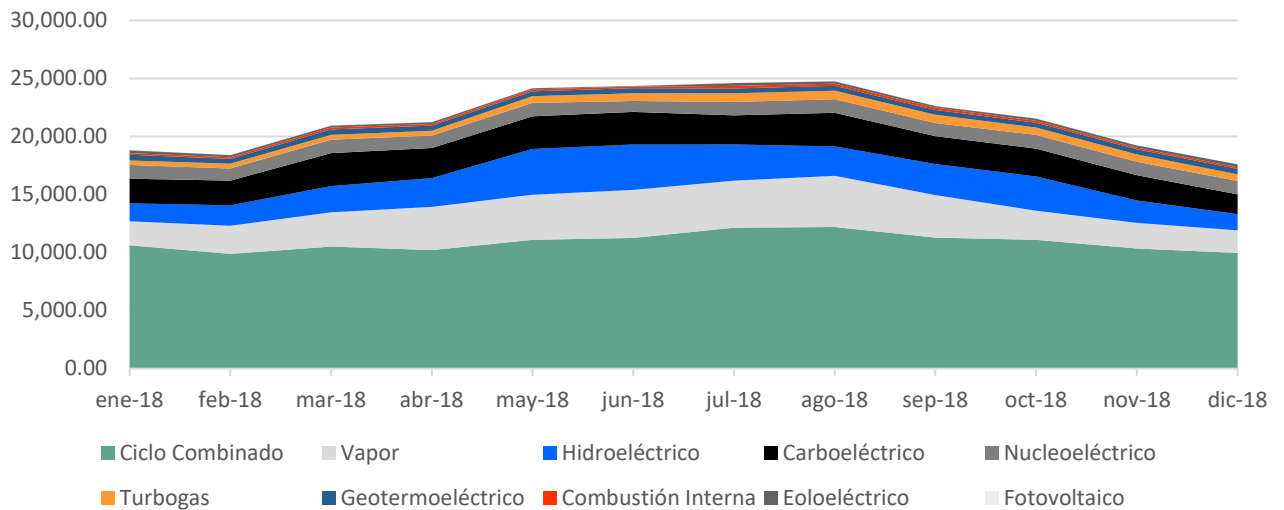
Generación Bruta

En 2018, el conjunto de las empresas de generación de la CFE generó más de 258 mil 684 Gigawatts hora, volumen de energía 0.49% mayor al generado en 2017.

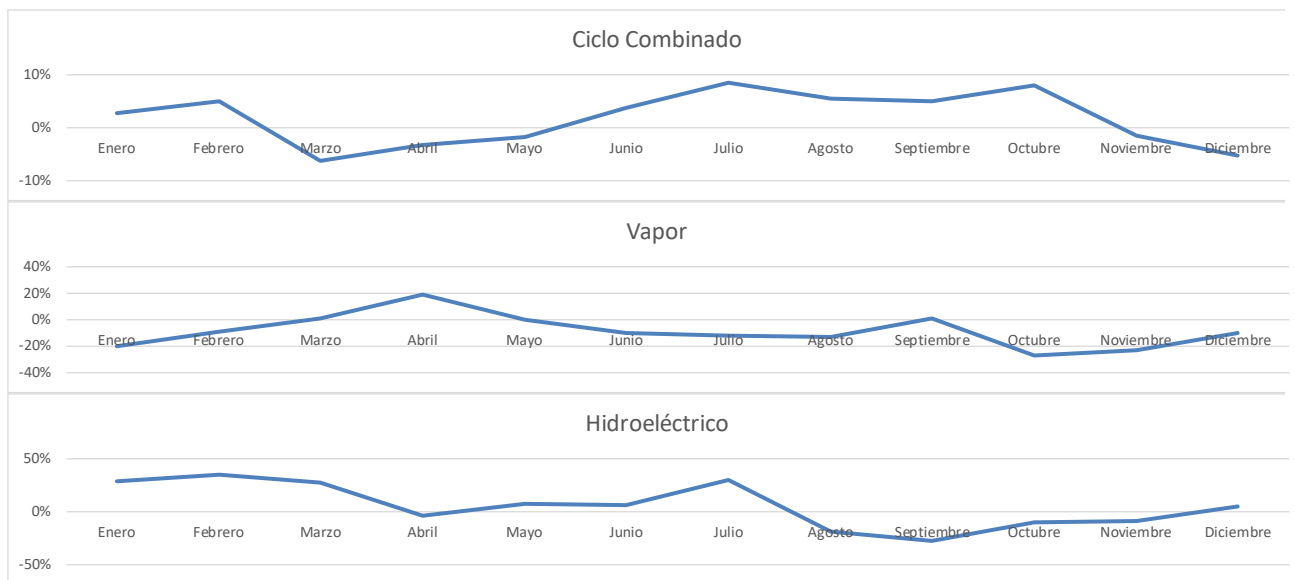


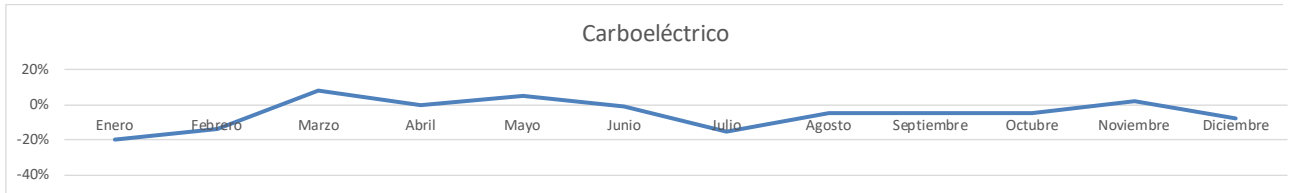
En temporada de verano (mayo – septiembre) se incrementaron las inyecciones a la red de las tecnologías ciclo combinado, vapor, hidroeléctrica, carbón, turbogás, combustión interna y fotovoltaica, así mismo fuera de temporada de verano las tecnologías que incrementaron sus inyecciones a la red fueron la geotermoeléctrica y la eólica, siendo la generación nuclear la más constante en el año en inyecciones a la red.

Inyecciones Mensuales a la Red por Tecnología 2018 (GWh)



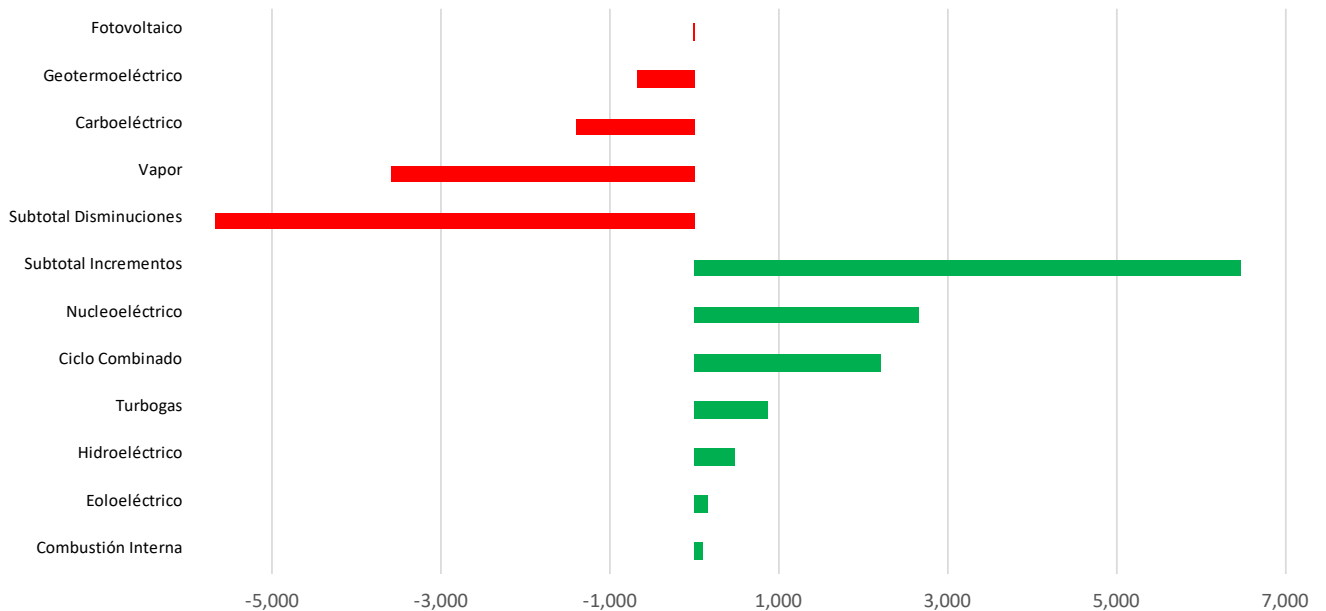
La variación de inyecciones a la red por tipo de tecnología respecto al año anterior muestra incremento en las tecnologías: ciclo combinado, hidroeléctrica, nucleoeléctrica, turbogás, combustión interna y eólica. Las tecnologías que inyectaron menos energía a la red respecto al año anterior fueron: Vapor, carbón, geotermoeléctrica y fotovoltaica.





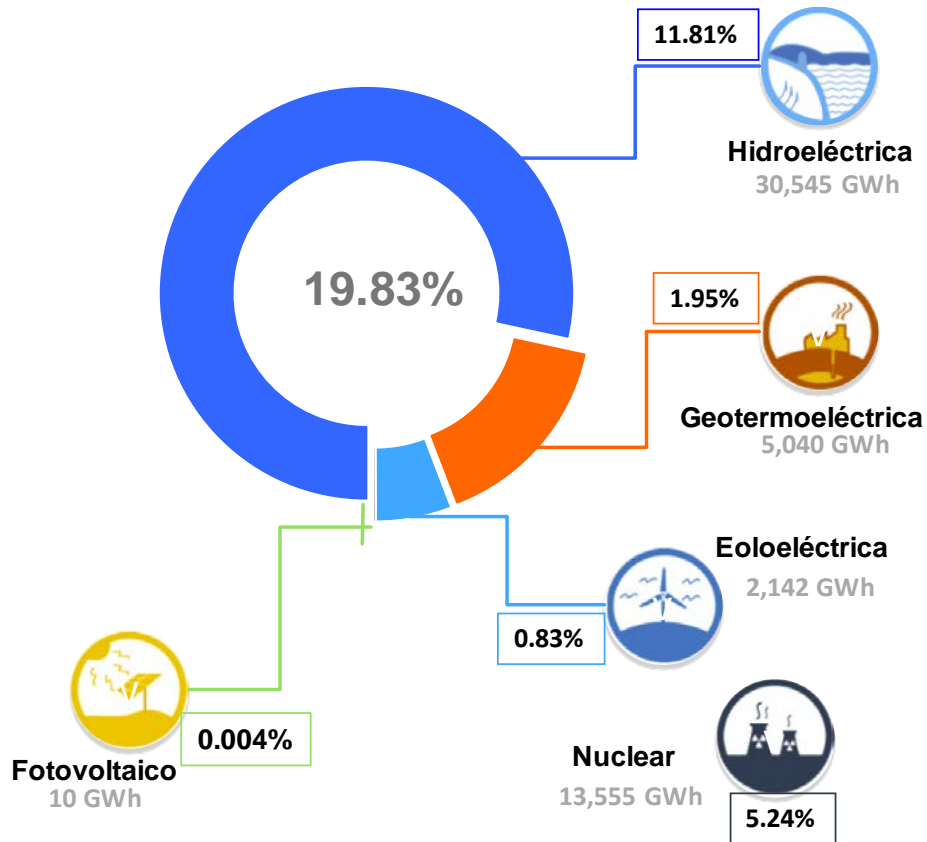
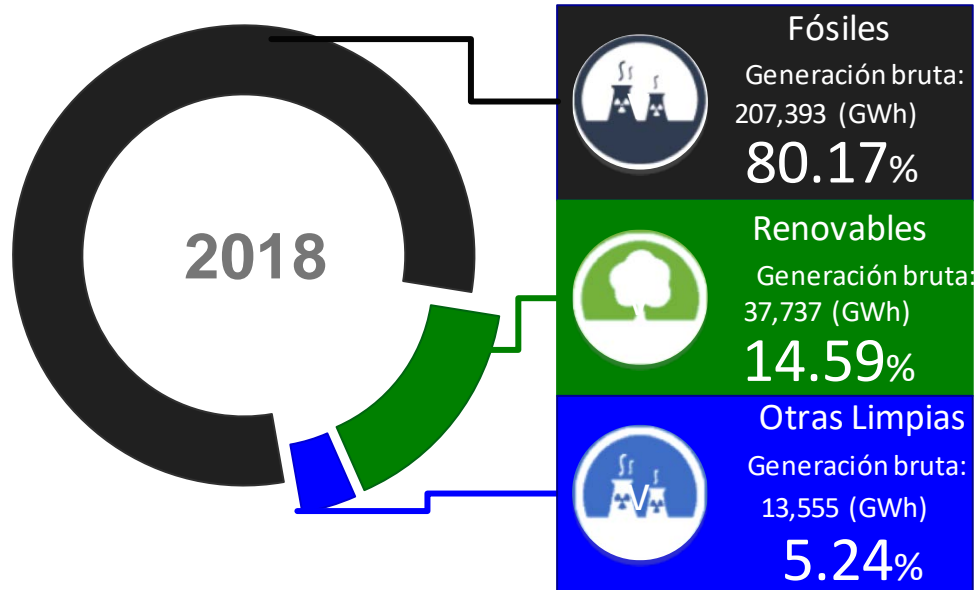
Considerando el conjunto de tecnologías de generación utilizadas por las empresas de la CFE, en 2018 las centrales con tecnología nuclear, ciclo combinado, turbogás, hidroeléctrica, eoloeléctrica y combustión sumaron incrementos por 6,473 Gigawatts hora, mientras que los tipos vapor, carbón, geotermia y fotovoltaica acumularon disminuciones por -5,667 Gigawatts.

Variación Generación Bruta | Variaciones 2017 - 2018 (GWh)



Electricidad Limpia

En 2018, la CFE generó 51,292 Gigawatts hora de energía de fuentes limpias, lo que representó el 19.83% de su generación total. El mayor volumen lo aportaron las hidroeléctricas, con el 11.81%



CFE Generación I

Empresa Productiva Subsidiaria de Generación con sede en Coyoacán, Ciudad de México. Integrada con 45 centrales, y presencia en 12 estados de la República. La Subgerencia técnica de termoeléctricas se encuentra en Tlalnepantla, Estado de México, y la Subgerencia técnica de hidroeléctricas está asentada en Hermosillo, Sonora.

Objetivos y resultados durante 2018

CFE Generación I, orientada a obtener rentabilidad, solidez financiera y una operación segura y sustentable en todos sus negocios, identificó sus objetivos estratégicos para 2018, los cuales establecieron un marco sobre sus prioridades:

- a) Ser una EPS rentable, creando valor económico para la nación y cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva del Estado.
- b) Optimizar los activos de generación, lo que implicó la correcta administración del portafolio de centrales eléctricas, considerando la optimización de diferentes elementos clave: capacidad, inversión y operación.
- c) Participar en el MEM compitiendo de manera independiente y en todo momento maximizar sus márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.

El grupo de métricas seleccionadas permitió gestionar el negocio de una manera integral, buscando asegurar las mejores prácticas internacionales de medición del desempeño.

Principales logros y desempeño relevante de CFE Generación I durante 2018.

Durante 2018 CFE Generación I se mantuvo en transformación, desarrollando un plan de implementación que contempló, no solamente los objetivos, sino también los desafíos culturales y organizacionales involucrados en los procesos, siendo las actividades más relevantes durante el año:

- La infraestructura eléctrica de la CFE presentó la mayor demanda en el SIN en 2018 del orden de 45,017 MW/h el 06 de junio de 2018, ofertando CFE Generación I 4,821 MW/h.
- En CFE Generación I, se cuenta con la certificación como industria limpia en 31 centrales de 37, con el objetivo de cumplir al 100% con los certificados pendientes en 2019.
- Durante 2018, derivado de las políticas de seguridad implantadas en los centros de trabajo, no se presentaron accidentes mortales.
- Se formalizó el contrato con una empresa privada para la representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Central Eléctrica de Cogeneración con una Capacidad Excedente de 9.65 MW.
- Se firmaron contratos de Cobertura de Energía y Potencia con el Suministrador "CFE Calificados", así como con tres empresas privadas.

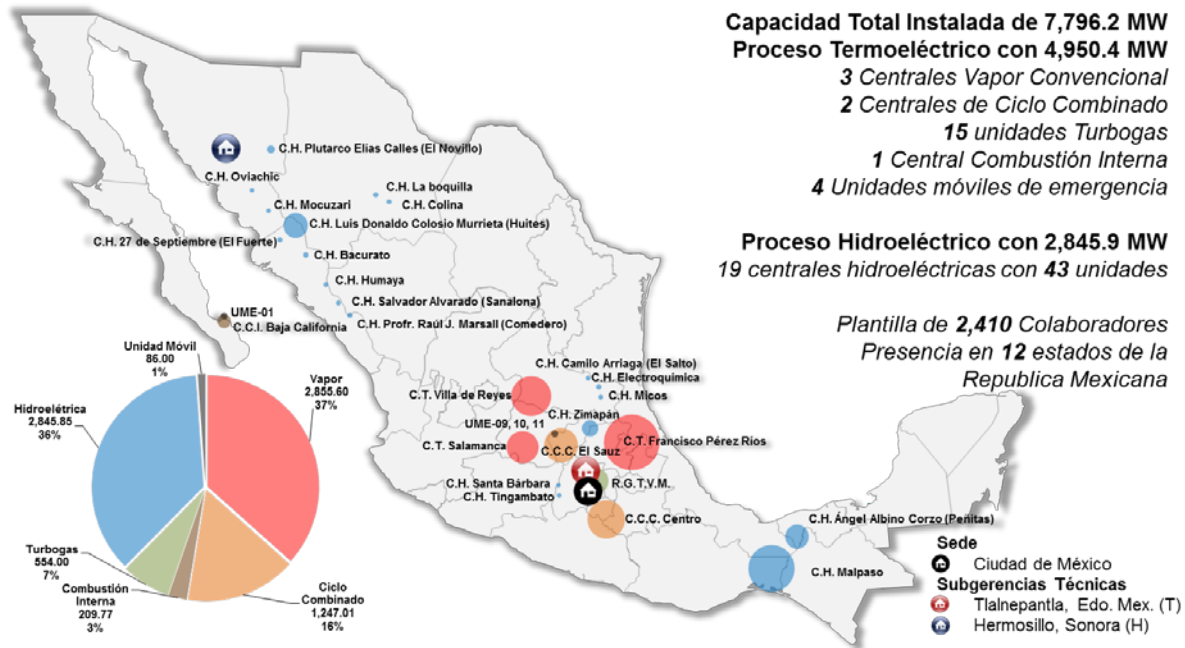
Uno de los grandes retos fue lograr un cambio cultura empresarial, porque no obstante estar alineados al logro de objetivos, y eficiencia operativa era importante enfocarse en el logro de mayores beneficios económicos hacia las utilidades de la empresa, haciendo que cada recurso utilizado (material, humano, financiero) proporcionara el máximo valor económico a la empresa. Teniendo que ser más analíticos, mejorar la planeación, así como realizar una mejor gestión de personal, y la necesidad de una formación financiera y visión de negocio.

A lo largo de esta transición, las lecciones aprendidas llevaron a seguir cumpliendo con las responsabilidades no obstante los vacíos en la legislación, normatividad y regulación aplicable a los procesos, la cual es de suma importancia adecuarla y regularla. Aún es necesario fortalecer

conocimientos en los nuevos procedimientos, en las evaluaciones financieras, el diseño de la estructura organizacional donde se aproveche al máximo el capital humano de la empresa y con ello el desarrollo del programa de gestión de talento; así como la ejecución del plan integral para las Tecnologías de Información y Comunicación las cuales resultan insuficientes y obsoletas.

Derivado de la falta presupuestal, se enfrenta a un alto grado de obsolescencia y falta de mantenimiento, aunado a la distancia entre centrales y sede lo que dificultó las visitas técnicas o administrativas, teniendo como resultado una importante disminución de la confiabilidad y competitividad en el proceso de generación, teniendo que competir contra nuevos ciclos combinados eficientes que desplazaron el despacho de las unidades con tecnología de vapor y aunado a la bajas existencias de combustibles y falta de oportunidad de obtener combustibles a precios competitivos.

Escenario Tecnológico 2017- 2018



Los términos para la asignación de activos y contratos para la generación de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad emitidos por la SENER el 4 de Noviembre de 2016, definieron las centrales eléctricas y demás instalaciones que la CFE debió asignar a cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de generación eléctrica; los contratos que les correspondió administrar y las centrales eléctricas que, en virtud de los contratos, les correspondió representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Las Centrales que integran la EPS I son:

CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula)	1,605.600
C.T. Villa de Reyes	700.000
C.T. Salamanca	550.000
*C.C.C. Centro	656.006
C.C. El Sauz	591.000
C.C.I. Baja California Sur	209.766
C.TG. Nonoalco	106.000
C.TG. Aragón	32.000
C.TG. Atenco	32.000
C.TG. Coapa	32.000
C.TG. Coyotepec I	32.000
C.TG. Coyotepec II	32.000
C.TG. Cuautitlán	32.000
C.TG. Ecatepec	32.000
C.TG. Iztapalapa	32.000
C.TG. Magdalena	32.000
C.TG. Remedios	32.000
C.TG. Santa Cruz	32.000
C.TG. Vallejo	32.000
C.TG. Victoria	32.000
C.TG. Villa de las Flores	32.000
U.M.E-01 (CCI BCS)	26.000
U.M.E-09 (C.C. El Sauz)	19.000
U.M.E-10 (C.C. El Sauz)	19.000
U.M.E-11 (C.C. El Sauz)	20.000
TOTAL PROCESO TERMOELÉCTRICO	4,950.37

*C.C.C. Centro – Central puesta en servicio

CENTRAL	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)
C.H. Malpaso	1,080.00
C.H. Luis Donaldo Colosio Murrieta (Huites)	422.00
C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	420.00
C.H. Ing. Fernando Hiriart Balderrama (Zimapán)	292.00
C.H. Pdte. Plutarco Elías Calles (El Novillo)	135.00
C.H. Prof. Raúl J. Marshall (Comedero)	100.00
C.H. Bacurato	92.00
C.H. Humaya y Sanalona	104.00
C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte)	59.40
C.H. Tingambato y Santa Bárbara	64.52
C.H. Boquilla y C.H. Colina	28.00
C.H. Oviachic	19.20
C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	18.00
C.H. Mocuzari	9.60
C.H. Micos y Electroquímica	2.13
TOTAL PROCESO HIDROELÉCTRICO	2,845.85

Escenario Tecnológico 2017 - 2018 como EPS CFE Generación I				
Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor Convencional	Gas / Combustóleo	3	9	2,885.60

Ciclo Combinado	Gas	2	9	1,247.01
Turbogás	Gas	14	15	554.00
Combustión Interna	Combustóleo / Diésel	1	5	209.77
Hidroeléctrica	Agua	19	43	2,845.85
Móvil	Diésel	4	4	84.00
Totales		43	85	7,796.23

Fuente: Sistema Auditable de Control de Gestión (SIACIG)

Generación Bruta y Neta por Tecnología y por mes 2018

Generación bruta (MWh)

	Generación bruta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	362,686	337,154	413,261	411,363	372,869	412,868	438,979	342,039	273,160	298,654	299,385	380,591	4,343,008
Vapor	956,895	1,012,816	1,088,935	1,250,651	1,556,817	1,514,125	1,442,789	1,378,616	923,269	1,089,563	1,159,107	1,062,978	14,436,563
Hidroeléctrico	548,230	516,931	726,760	637,819	763,759	993,925	1,031,713	1,075,169	916,888	717,620	773,935	527,847	9,230,596
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogás	128,647	140,808	165,993	184,225	248,473	258,240	229,115	270,414	193,542	215,540	191,534	149,825	2,376,356
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	112,462	85,181	112,969	103,176	93,955	109,699	113,711	131,631	99,719	74,661	65,991	71,581	1,174,736
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,108,921	2,092,890	2,507,918	2,587,235	3,035,873	3,288,857	3,256,307	3,197,870	2,406,577	2,396,038	2,489,951	2,192,822	31,561,259

	Generación bruta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	389,501	381,137	345,081	398,231	432,563	419,541	410,912	429,465	286,677	145,850	143,932	142,792	3,925,683
Vapor	1,037,081	973,824	927,062	1,408,156	1,326,510	1,431,240	1,252,062	1,271,963	1,109,213	767,523	768,486	704,592	12,977,712
Hidroeléctrico	629,009	525,710	746,601	818,946	996,838	1,045,743	912,911	652,869	728,291	649,006	573,307	490,761	8,769,993
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogás	123,084	159,678	187,758	181,361	241,391	273,966	261,489	276,682	248,712	247,145	239,215	228,039	2,668,518
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	72,860	84,882	110,205	99,925	95,449	79,539	134,469	108,638	113,435	111,052	95,993	96,631	1,203,077
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Total	2,251,535	2,125,230	2,316,707	2,906,619	3,092,752	3,250,029	2,971,843	2,739,616	2,486,327	1,920,576	1,820,934	1,662,815	29,544,984
--------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------	------------

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	26,816	43,983	-68,180	-13,132	59,695	6,673	-28,067	87,426	13,517	-152,803	-155,453	-237,799	-417,325
Vapor	80,186	-38,992	-161,873	157,504	-230,307	-82,884	-190,727	-106,653	185,943	-322,040	-390,621	-358,386	-1,458,850
Hidroeléctrico	80,779	8,779	19,841	181,127	233,080	51,818	-118,802	-422,300	-188,597	-68,614	-200,628	-37,085	-460,603
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	-5,564	18,870	21,766	-2,864	-7,082	15,726	32,374	6,267	55,170	31,604	47,682	78,214	292,162
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	-39,603	-299	-2,764	-3,251	1,494	-30,160	20,758	-22,993	13,716	36,390	30,002	25,050	28,341
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	142,614	32,340	-191,210	319,384	56,879	-38,828	-284,464	-458,254	79,750	-475,463	-669,017	-530,006	-2,016,275

Generación neta (MWh)

	Generación neta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	354,127	329,480	403,951	402,098	364,155	403,529	429,217	334,087	266,522	291,907	292,267	371,922	4,243,261
Vapor	887,046	939,852	1,011,598	1,168,196	1,453,363	1,412,244	1,340,265	1,284,164	857,063	1,011,558	1,081,918	987,423	13,434,691
Hidroeléctrico	543,835	512,371	720,926	632,372	757,612	986,811	1,024,556	1,068,836	911,005	712,479	768,717	524,317	9,163,836
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	122,177	133,705	158,284	175,330	234,835	235,000	201,950	243,765	171,680	195,505	176,014	134,651	2,182,895
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	107,407	81,305	107,674	98,476	90,035	105,697	109,618	127,639	96,834	71,968	63,714	69,226	1,129,591
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,014,593	1,996,713	2,402,432	2,476,471	2,900,000	3,143,280	3,105,606	3,058,490	2,303,104	2,283,418	2,382,629	2,087,539	30,154,276

	Generación neta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	381,727	373,482	337,652	389,972	423,686	410,992	402,372	420,610	280,733	142,978	141,126	139,945	3,845,275
Vapor	961,943	907,308	858,573	1,314,439	1,237,890	1,333,257	1,158,820	1,182,330	1,027,041	705,406	708,962	646,830	12,042,799
Hidroeléctrico	624,342	519,384	738,505	812,569	989,460	1,038,362	905,812	648,636	724,339	645,017	568,681	486,965	8,702,072
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	117,682	152,306	179,201	171,454	230,357	261,625	249,904	264,360	237,412	236,098	228,539	218,265	2,547,203
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Combustión Interna	69,840	81,710	105,957	96,256	91,565	76,114	128,847	103,992	108,373	106,208	91,998	93,113	1,153,975
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,155,535	2,034,190	2,219,889	2,784,689	2,972,958	3,120,350	2,845,754	2,619,928	2,377,899	1,835,708	1,739,307	1,585,117	28,291,323

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	27,600	44,002	-66,299	-12,126	59,531	7,463	-26,846	86,523	14,211	-148,929	-151,141	-231,977	-397,986
Vapor	74,897	-32,544	-153,025	146,242	-215,473	-78,987	-181,445	-101,834	169,978	-306,152	-372,955	-340,593	-1,391,893
Hidroeléctrico	80,507	7,014	17,579	180,197	231,847	51,551	-118,744	-420,200	-186,666	-67,462	-200,035	-37,353	-461,765
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	-4,495	18,602	20,918	-3,876	-4,477	26,625	47,954	20,595	65,732	40,593	52,525	83,614	364,308
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	-37,567	404	-1,717	-2,219	1,530	-29,583	19,229	-23,646	11,540	34,240	28,284	23,887	24,383
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	140,943	37,477	-182,543	308,218	72,958	-22,931	-259,852	-438,562	74,795	-447,710	-643,323	-502,422	-1,862,952

Principales proyectos de infraestructura 2018 (construcción, operación)

Proyecto	Capacidad (MWb)	Tiempo de ejecución (MESES)
Proyectos Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura en proceso		
Ciclo Combinado Centro I	656	8
Planes de negocio o de inversión en proceso		
CTG´s Nonoalco		
Rehabilitación mayor que incluye la ingeniería, suministro, adecuación e instalación de dos turbinas aeroderivadas	64	2

Proyecto	Capacidad (MWb)	Tiempo de ejecución (MESES)
Pratt&Whitney modelo FT4 y sus equipos auxiliares con una capacidad de 32 MW cada una.		
Planes de negocio o de inversión en evaluación		
Ciclo Combinado Salamanca	832	36
Ciclo Combinado San Luis Potosí	813	36
Modernización de Centrales Hidroeléctricas		
C.H. Boquilla; C.H. Colina; C.H. Pdte. Plutarco Elías Calles ; C.H. Gral. Salvador Alvarado; C.H. 27 de Septiembre El Fuerte;	120	22
C.H. Oviachic; C.H. Camilo Arriaga El Salto; C.H. Mocuzari; C.H. Malpaso; C.H. Humaya; C.H. Micos; C.H. Electroquímica.		
Parque Solar Fotovoltaico Salamanca	21.6	12
Parque Solar Fotovoltaico Villa de Reyes	17.85	12
Repotenciación C.H. Mocúzari	14.9	36
Repotenciación C.H. Oviachic	20	48

Infraestructura CFE Generación



Central Ciclo Combinado El Sauz
Capacidad 591.0 MW
Volumen de generación 2018: 142.8 GW



Central Termoeléctrica Salamanca
Capacidad 550.0 MW
Volumen de generación 2018: 134.3 GW



Central Hidroeléctrica Malpaso
Capacidad 1,080.0 MW
Volumen de generación 2018: 127.5 GW



Central Hidroeléctrica Ángel Albino Corzo "Peñitas"
Capacidad 420.0 MW
Volumen de generación 2018: 78.8 GW



**Central Hidroeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles “El Novillo”
Capacidad 135.0 MW
Volumen de generación 2018: 9.4 GW**

Tablero de Indicadores operativos relevantes

Con el claro objetivo de incrementar la productividad y reducir los costos en 2018, CFE Generación I se ha comprometido al cumplimiento de objetivos financieros y operativos, detallando métricas y metas sustentadas por los mandatos e iniciativas estratégicas de CFE. Estas métricas fueron acordadas con la Dirección Corporativa de Operación tomando en cuenta los factores externos y macroeconómicos que impactan a la CFE.

Indicador	Resultado 2017	Resultado 2018	Variaciones (%)	Meta 2019
1. Capacidad Neta Efectiva (MW)		6,837.07		7,437.17
2. Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	30,154	28,291	93.82	28,246
3. Eficiencia Térmica Neta (todas las unidades) (%)	35.17	34.36	-0.81 p.p.	34.95
4. Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables		30.76		22.35
5. Emisiones a la atmósfera de CO ₂ mTon		12,311		13,510
6. Retiro Programado de Capacidad Instalada 7. (MW)	0.00	0.00	0.00	0.00
8. Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Termoeléctricas) (Núm.)	44	32	72.72	44
9. Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Hidroeléctricas) (Núm.)	29	26	89.65	24
10. Adición de capacidad por Proyectos comprometidos (MW)	0	0	0	656.01
Programa Operativo Anual 2017				
2017 Disponibilidad en 100 horas críticas (%)	68.98			
2017 Energía Almacenada en Presas (GWh)	3,987			
Diciembre 2017-2018 / Programa operativo anual 2017-2018		■ Indicador registrado a partir de 2018		

Descripción de métricas 2018

CAPACIDAD NETA EFECTIVA

El indicador NO se cumple con un resultado de 6,837.07 MW vs una meta de 7,428.87 MW. Se tenía programada la entrada en operación comercial del proyecto C.C.C. Centro I para el mes de abril de 2018, lo que impactó con 637.3 MW. El 22 de septiembre de 2017 se efectuó firma de aceptación provisional de C.C.C. Centro por parte de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura. Actualmente continúa pendiente su entrada en operación comercial debido a problemas de índole social relativos a la construcción del acueducto que suministra agua de proceso a la Central.

GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

El indicador NO se cumple, teniendo un resultado de 28,291 GWh vs una meta de 34,901 GWh. Lo que representa un déficit de 18.94% impactando PRINCIPALMENTE las centrales C.C.C. Centro por desfase en la entrada en operación comercial, C.T Villa de Reyes por el impacto generado el primer semestre por la restricción en combustible líquido.

En la C.T. Villa de Reyes se autorizó la modificación del permiso de generación de las Unidades para utilizar gas natural.

Continúa en proceso la entrada en operación comercial de C.C.C. Centro debido a problemas de índole social relativos a la construcción del acueducto que suministra agua de proceso a la Central.

EFICIENCIA TÉRMICA NETA

El indicador se cumple CON MARGEN al tener un resultado de 34.36 % vs una meta de 35.29 %. El mayor impacto se debió al desfase en la entrada en operación comercial de Centro con una afectación de 1.29%. Se continúan realizando mantenimientos a las unidades de generación que presentan equipos con desviación a la eficiencia térmica óptima.

PORCENTAJE DE ENERGÍA PROVENIENTE DE FUENTES LIMPIAS Y RENOVABLES

El indicador se cumple al tener un resultado de 30.76 % vs una meta de 23.63 %. El resultado se ve favorecido por el incremento de generación neta respecto a lo programado del 5.51% en el proceso Hidroeléctrico y una disminución del 26.59% en el proceso Termoeléctrico.

EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE CO₂

El indicador se cumple teniendo un resultado de 12,311 mTon de CO₂ vs una meta de 16,076 mTon de CO₂. El resultado se ve favorecido por una menor generación respecto a lo programado del 26.59% en el proceso Termoeléctrico, lo que disminuye proporcionalmente el consumo de combustibles.

RETIRO PROGRAMADO DE CAPACIDAD INSTALADA (MW)

El indicador NO se cumple al tener un resultado de 0 MW vs una meta de 550 MW. De acuerdo al Caso Base versión 3.0 de 2018 se programó el retiro de las unidades 3 y 4 de la C.T. Salamanca con la entrada en operación del proyecto de ciclo combinado para la Central.

CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS (Num)

El indicador NO se cumple al tener un resultado 32 de mantenimiento vs una meta de 43 mantenimientos. El resultado es impactado principalmente por la reprogramación de los trabajados en las centrales C.C.C. Sauz (Paquete 2), C.T. Francisco Pérez Ríos U-5 y C.T. Nonoalco U-1 y 2. Así como la cancelación de los mantenimientos a las 3 unidades de C.C.C. Centro por el desfase en entrada en operación comercial.

CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (Num)

El indicador NO se cumple al tener un resultado de 26 mantenimientos vs una meta de 28 mantenimientos, debido la reprogramación para el 2019 de los trabajos de la central C.H. Malpaso U-4 y la cancelación de los mantenimientos a las 3 unidades de C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte) para ofertar mayor potencia durante el periodo crítico de demanda.

ADICIÓN DE CAPACIDAD POR PROYECTOS COMPROMETIDOS (MW)

El indicador NO se cumple al tener un resultado de 0 MW vs una meta de 656 MW adicionales de capacidad por proyectos comprometidos.

El 22 de septiembre de 2017 se efectuó firma de aceptación provisional de C.C.C. Centro por parte de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura.

El resultado de los indicadores involucró esfuerzos de toda la organización durante 2018. Las desviaciones más relevantes se enlistan a continuación:

- La Capacidad Neta, La Energía Neta y la Adición de Capacidad por proyectos comprometidos, fueron indicadores con incumplimiento debido al desfase en la entrada en operación comercial de C.C. Centro I, la cual continúa pendiente su entrada en operación comercial debido a problemas de índole social relativos a la construcción del acueducto que suministra agua de proceso a la Central.
- Los indicadores financieros entre ellos el Margen Porcentual por Energía, presentaron una desviación con respecto a la meta debido a la entrada en operación de los Contratos Legados, condición de la cual no se tenía antecedente de comportamiento.
- El Retiro Programado de Capacidad Instalada presentó una desviación con respecto a la meta debido a que el retiro de las unidades 3 y 4 de la C.T. Salamanca se condicionó a la construcción de un proyecto de Ciclo Combinado con una duración aproximada de 36 meses para su ejecución.

Utilización de fuentes primaria de energía (comparativo 2016-2017-2018) EPS

CONSUMO DE COMBUSTÓLEO

	2016												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
m3	157,401	122,531	121,479	141,814	175,396	274,503	197,119	211,215	195,575	195,817	191,495	183,809	2,168,153

2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
m3	235,869	201,615	226,590	246,144	322,822	300,459	277,912	293,102	197,401	223,945	210,138	185,065	2,921,063

2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
m3	194,610	193,935	165,084	277,900	257,740	262,531	193,025	260,091	205,768	151,456	155,204	141,117	2,458,462

CONSUMO DE DIESEL

2016													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
m3	70	1	130	220	165	42	85	123	38	53	97	95	1,117

2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
m3	108	39	116	62	28	34	86	21	55	254	51	42	897
2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
m3	1,283	1,340	618	2,766	3,620	4,674	4,048	4,778	4,311	4,510	3,135	1,711	36,794

CONSUMO DE GAS

2016													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Mm3	207,362	131,240	148,605	156,181	146,928	136,306	197,638	220,102	200,511	169,077	162,615	123,918	2,000,483

2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Mm3	134,578	178,083	179,032	248,775	231,829	258,973	262,836	222,546	161,980	188,370	214,914	220,182	2,502,098

2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Mm3	206,674	197,117	220,534	239,188	259,248	283,774	326,839	255,447	232,270	174,424	159,071	154,366	2,708,952

Energías Limpias

Es el porcentaje de la Energía Neta referenciado a la Energía Total de la EPS I, la cual incluye aquella energía cuya generación no emite gases de tipo invernadero: hídrica, geotérmica, eólica, foto voltaica y nuclear.

En el caso de CFE Generación I, éste porcentaje corresponde exclusivamente al proceso hidroeléctrico, el cual se obtiene de la Generación Bruta de la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Noroeste

%	2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	26.99	25.66	30.01	25.54	26.12	31.39	32.99	34.95	39.56	31.20	32.26	25.12	30.39

%	2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	28.96	25.53	33.27	29.18	33.28	33.28	31.83	24.76	30.46	35.14	32.70	30.72	30.76

%	Variaciones												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
	1.97	-0.13	3.26	3.64	7.16	1.88	-1.16	-10.19	-9.09	3.93	0.43	5.60	0.37

Operaciones en el Mercado Eléctrico

Análisis de la Industria

La Reforma Constitucional de 2013 en materia energética y la LIE de 2014 dieron paso a la participación de empresas privadas en la generación de energía eléctrica en el país. Esta nueva ley, permitió que nuevos generadores privados puedan interactuar en el mercado mayorista, las subastas de potencia y energía, los contratos bilaterales con suministradores calificados y otras empresas de suministro eléctrico, así como la compraventa de CEL.

En este contexto, se ha incrementado la entrada de participantes en el segmento de generación, particularmente en el desarrollo de nueva capacidad con tecnología de ciclo combinado y energías limpias. La entrada de ciclos combinados se debe a la eficiencia de esta tecnología y, a las perspectivas de precios bajos en el mercado del gas natural en EEUU, con lo que se prevé que esta tecnología tenga costos marginales competitivos.

La entrada de capacidad adicional de ciclos combinados y energías limpias en la curva de despacho podría desplazar las tecnologías menos eficientes, como las centrales de vapor, lo cual reduciría el factor de carga y aumentaría los costos medios de generación de estas tecnologías.

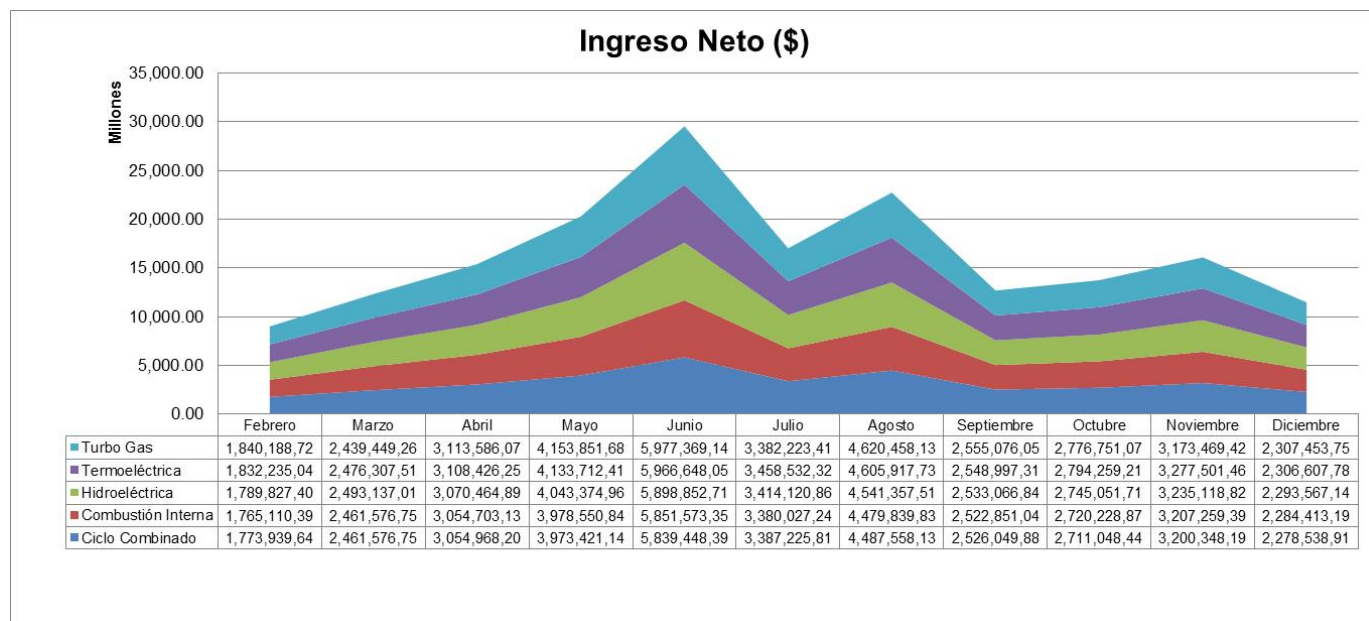
La CFE cuenta hoy con 107 mil Km de transmisión y subtransmisión, 750 mil Km de líneas de distribución, con una capacidad 56 mil MW. Esta capacidad ha venido demeritándose por diferentes causas como la limitación financiera, subsidios, falta de mantenimiento, reformas estructurales, lo que ha dado como resultado una situación financiera crítica, entre otros factores.

La CFE haciendo uso de instrumentos de eficiencia, afrontará la creciente demanda con generación de electricidad propia.

Generación e ingresos por tecnología registrados en el MEM 2018

Tecnología	Generación Neta (GWh)
Vapor Convencional	12,042.80
Ciclo Combinado	3,845.28
Turbogas	2,547.20
Combustión Interna	1,153.97
Hidroeléctrica	8,702.07
Totales	28,291.32

Fuente: Sistema Auditable de Control de Gestión (SIACIG)



Fuente: Generación ingresos por tecnología. Mercado de energía 2018

CFE Generación II

Principales objetivos para 2018

1. Ser una Empresa Productiva Subsidiaria rentable, creando valor económico para la nación y cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva del Estado.
2. Identificación y ejecución de ahorros con una meta de 357 millones de pesos (MDP).
3. Optimizar los activos de generación, lo que implica la correcta administración del portafolio de centrales eléctricas, considerando la optimización de diferentes elementos clave: capacidad, inversión y operación.
4. Lograr la certificación en Industria Limpia en el 100% de las centrales generadoras de la CFE Generación II EPS.

Actividades relevantes en 2018

1. Continuó la ejecución de inversiones de los proyectos de inversión financiada “298 Valle de México II” y “311 RM CCC Tula paquetes I y II”, el paquete II entró en operación comercial el 26 de diciembre de 2018, el paquete I está programado para iniciar su operación comercial en el año 2019. El proyecto “258 RM CT Altamira Unidades 1 y 2”, se continúa en coordinación con la DCIPI para finiquitar el contrato.
2. Se continúa con la gestión ante el Suministrador de Servicios Básico referente a la solicitud de ajustes a los parámetros de pago del contrato Legado, con base en la operatividad real del mercado de hidrocarburos y eléctrico.
3. Se logró la certificación en Industria Limpia en el 100% de las centrales generadoras de la CFE Generación II EPS.
4. El EBITDA para el periodo enero-diciembre 2018 fue de 4,252 MDP², lo que obedeció principalmente a que varias centrales presentaron EBITDA positivo entre las cuales se destacan la CH El Cajón, CH La Yesca, CH Aguamilpa y la CCC Agua Prieta II, CCC Chihuahua y CCC Valle de México.
5. Dentro del programa de Productividad y Control de Costos (PYCC), se estableció la meta de ahorro de 357 MDP, lográndose al final del año 2018 un ahorro real de 404 MDP, superando la meta establecida, principalmente en los rubros de aditivos, optimización de recursos humanos y parque vehicular.
6. Durante el primer semestre del 2018, se consolidó el Proyecto de Campo Solar, infraestructura que está instalada dentro del predio de la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II. El campo solar se compone de espejos cilíndricos parabólicos que aprovechan la energía calorífica del sol para la producción de vapor, de forma que el campo solar recibe agua de la descarga de las bombas de agua alimentación de alta presión, la cual en la “isla de potencia” del campo solar, fluye a través de tres intercambiadores de calor agua - aceite (pre-calentador, generador de vapor y sobre-calentador) obteniendo vapor que a su vez se adiciona al vapor saturado a la salida de los domos de alta presión para ingresar a los sobrecalentadores de los recuperadores de calor de unidades 1 y 2 de la misma Central Ciclo Combinado Agua Prieta II. El resultado es el incremento de la capacidad de generación equivalente a 14 Megawatts (MW) en adición a la capacidad de generación del ciclo completo en cualquier régimen de potencia, de esta forma se aprovecha una fuente sustentable de

² Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la empresa de generación y de la CFE.

energía, con lo que se incrementa la eficiencia del ciclo de la central de generación mencionada en su conjunto del 49.16% a 51.42%.

7. Con el objeto de abatir la insuficiencia de gas en la CCC Chihuahua II, a partir de noviembre de 2017, se realizaron acciones con el apoyo de la Dirección Corporativa de Operaciones en conjunto con la Subdirección de Negocios no Regulados y la Gerencia de Gas para la interconexión del gasoducto Tarahumara Pipe Line a la central y asegurar el suministro de gas, quedando disponible a partir del 14 de mayo del 2018.
8. La CFE Generación II EPS carece de los beneficios del proyecto de Rehabilitación y Modernización Altamira, debido a conflicto del constructor que se encuentra en litigio encabezado por el corporativo de la CFE³.

Principales resultados y comparación con metas⁴

1. Los ingresos por venta de energía y por potencia fueron de 38,330 MDP que representaron el 99% del total de los ingresos, mismos que incluyen los ingresos por venta de energía por 4,260 MDP, ingresos de potencia por 159 MDP, ingresos por transacciones bilaterales por 343 MDP, ingresos por contrato legado por 33,509 MDP, ingresos por venta en subastas por 194 MDP y venta a terceros por 183 MDP. Los otros ingresos fueron 180 MDP que representaron el 1%.
2. Los costos de energéticos representaron el 63% del total de los ingresos y el 65% de los costos de operación.
3. Los costos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) lo integran la compra de energía por 1,006 MDP, el consumo de energía por 791 MDP, el costo de transporte de energía por 2,002 MDP, la cuota de operación del mercado por 93 MDP y otros costos del MEM por 78 MDP.
4. El rubro de otros costos de operación lo integran el rubro de remuneraciones por 2,426 MDP y los costos de mantenimiento y servicios por 1,137 MDP, seguridad de activos por 291 MDP e impuestos y derechos por 50 MDP.
5. El rubro de obligaciones laborales, depreciación y otros costos se integra por el costo de la depreciación de los activos por 3,348 MDP, el costo de obligaciones laborales por 1,551 MDP y 464 MDP otros gastos.
6. Los costos de financiamiento presentan un importe neto de 1,216 MDP. En este rubro se registraron los intereses del pago de la deuda de PIDIREGAS y Deuda documentada por 2,366 MDP, el costo financiero favorable por los instrumentos financieros derivados y otros gastos financieros por 1,230 MDP, también se obtuvo una pérdida cambiaria de 79 MDP con motivo del tipo de cambio desfavorable que pasó de 18.61 pesos por dólar al cierre de enero a 19.68 pesos por dólar al cierre del mes de diciembre de 2018.
7. En el periodo enero - diciembre de 2018, la CFE Generación II registró ingresos por 38,510 MDP, y un resultado neto de 3,302 MDP.

³ La empresa contratista no concluyó el proyecto y se declaró en concurso mercantil, lo que ha obstaculizado la rescisión del contrato para reanudar los trabajos con otro contratista.

⁴ Todas los datos financieros son preliminares, sujetos al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la empresa de generación y de la CFE.

8. El Gasto Corriente mostró un menor gasto por 3,985.4 MDP, el cual es originado principalmente por el diferimiento de compromisos de pago que no pudieron ser liquidados en 2018 por falta de asignación de techo financiero, así como contratos que por diferimiento de los mantenimientos y/o incumplimiento de proveedores y/o contratistas tuvieron que ser diferidos al ejercicio fiscal 2019 por un importe de 2,287.9 MDP.
9. El menor gasto reflejado en el rubro de Pensiones y Jubilaciones por 200.5 MDP, es originado por el cambio en las cláusulas del Contrato Colectivo de Trabajo referentes a la integración de las pensiones del personal que optó por el beneficio de la jubilación en el ejercicio 2018.
10. La variación de 1,258.6 MDP en el rubro de inversión, se debe principalmente al diferimiento de compromisos de pago que no pudieron ser liquidados en 2018 por falta de asignación de techo financiero, así como contratos que por diferimiento de los mantenimientos y/o incumplimiento de proveedores y/o contratistas tuvieron que ser diferidos al ejercicio fiscal 2019 por un importe de 1,298.2 MDP.
11. El Balance Financiero Final, muestra un cumplimiento equivalente a 41,843.9 MDP, aun considerando la deuda diferida que no pudo ser liquidada en el año 2018, por un importe de 3.586.1 MDP (2,287.9 MDP de gasto corriente y 1,298.2 MDP de inversión).
12. El resultado del costo unitario variable de generación fue de 789.94 MDP, lo cual fue inferior a la meta de 818.20 MDP por 28.26 \$/Mwh.
13. El costo por capacidad efectiva para el periodo enero – diciembre de 2018 fue de 672.85\$/MWh inferior, lo que representa un 18.8% de variación con respecto a la meta.
14. Para el periodo enero – diciembre de 2018 se tuvo un Costo Unitario de Generación de 1,273.74 \$/Mwh, lo cual con respecto a la meta es inferior en un 10.91%.
15. Los ingresos han sido inferiores a los del Plan de Negocios (PDN) en 20,972 MDP, en este rubro se incluyen los ingresos del MEM, contrato legado y los costos del MEM. Cabe mencionar que en el mes de marzo se realizó un ajuste en los costos del MEM en aumento en un 70% ya que se entregaba energía y se cambió a potencia comprometida afectando principalmente a las centrales térmicas que están bajo contrato legado.
16. La disminución en el costo de energéticos se debe principalmente a diferencias entre los precios de gas, carbón y combustóleo pronosticados con respecto a los reales.
17. En el rubro de otros costos de operación, se observa que han sido superiores con respecto al PDN, influyendo principalmente los conceptos de: cargo compra de energía, costo de transporte de energía, cuota de operación del mercado, refaccionamiento, conservación y mantenimiento, servicios técnicos pagados a terceros y derechos de usos y aprovechamiento de aguas nacionales, junto con desviaciones frente a la división de gasto prevista en el PDN entre las EPS, y entre las EPS y el Corporativo y la resultante de la separación en curso.
18. Para Obligaciones Laborales, Depreciación y otros, la principal causa del decremento es que en el plan se está considerando el cargo por demanda garantizada y en el real a la fecha no se ha recibido costo por este concepto.
19. En el costo de financiamiento la desviación entre lo observado y lo estimado en el PDN se deriva del costo de instrumentos financieros derivados no contemplado en el PDN.

20. El resultado de 8,161 MW al mes de diciembre 2018, es inferior en 175 MW incumpliendo con lo programado de 8,348 MW.
21. Referente al desempeño operativo, en la capacidad neta efectiva, el resultado de 8,161 MW al mes de diciembre 2018, es inferior en 175 MW incumpliendo con lo programado de 8,348 MW.
22. Este indicador se vio afectado por la no entrada en operación comercial del paquete I del proyecto 311 RM Tula, y el proyecto 298 de C.C.C. Valle de México II; cabe mencionar que este indicador no se ha visto afectado gravemente derivado de que tampoco se ha dado de baja las unidades correspondientes a los propios proyectos. El paquete II de la C.C. Tula inició su operación comercial el 26 de diciembre 2018.
23. La disponibilidad de energía ofertada al mercado tuvo un resultado de 70.10% al mes de diciembre 2018, siendo superior en 9.22 pp, cumpliendo con lo programado de 60.78%.
24. El resultado del indicador de energía neta fue de 30,420.13 GWh (incluye 397.48 GWh como puesta en servicio del proyecto RM 311 de la C.C. Tula), al mes de diciembre 2018, lo cual es inferior en 5,080,76 GWh (14.31%) a lo programado de 35,500.89 GWh. Este índice se vio afectado por la no entrada en operación de los paquetes I y II del proyecto 311 de CCC Tula en su tiempo contractual (el paquete II inició su operación comercial hasta el 26 de diciembre de 2018) y el proyecto 298 de Valle de México II. Además, se presentaron restricciones del energético gas en la CCC Chihuahua II durante los primeros cuatro meses del año, afectando principalmente al Complejo Termoeléctrico Valle de México. Adicionalmente impactaron las fallas ocurridas en la CT Valle de México, unidad 3, desde el mes de marzo a la fecha; en CH Cóbano unidad 1, también desde el mes de marzo a la fecha; fallas y decrementos ocurridos en las unidades 1 y 4 de la CT Carbón II, y de la CI Gral. Agustín Olachea en las unidades 1, 2 y 3.
25. La energía almacenada en presas es de 287.40 GWh superior al pronóstico (meta) del mes de diciembre de 2018, aun y cuando en las Centrales Hidroeléctricas Aguamilpa, La Yesca, Santa Rosa y El Cajón, de acuerdo al predespacho estimado para 2018, se tenía considerada una generación para el mes de diciembre de las 4 centrales de 48.83 GWh, la generación real de las 4 centrales para el mes de noviembre fue de 125.67 GWh, superando más del doble la meta del predespacho.
26. El resultado de la eficiencia térmica neta fue de 37.24% al mes de diciembre 2018, es inferior en 0.59 pp incumpliendo con lo programado de 37.83%. Este índice se vio afectado principalmente por la no entrada en operación de los paquetes I y II del Proyecto 311 de la C.C. Tula en su tiempo contractual; 2) restricción de gas en C.C. Poza Rica y C.C. Chihuahua II; 3) por el modo de operación (en AGC) en el paquete I en la CCC Chihuahua requerido por el CENACE y las fallas ocurridas principalmente en unidad 4 en la CT Altamira.
27. Referente al cumplimiento de mantenimientos, se programaron 62, de los cuales en el proceso hidroeléctrico se programaron 34 y en el proceso termoeléctrico se programaron 28. Del proceso termoeléctrico se tenía una meta de 28 mantenimientos, de los cuales se realizaron 17 y los restantes fueron reprogramados; mantenimientos concluidos en tiempo 3, mantenimientos concluidos con reprogramación 14 y mantenimientos reprogramados 11. Del proceso hidroeléctrico se tienen concluidos 30 mantenimientos de los 34 programados;

mantenimientos concluidos en tiempo 15, mantenimientos concluidos con reprogramación 15 y mantenimientos cancelados 4.

28. Mediante el oficio No. GENII-O-0145/2017 de fecha 29 de marzo de 2017, se solicitó al CENACE su autorización para dar de baja las unidades 1, 2, 4 y 5 de la CCC Tula, dada la inconveniencia de su conservación y, de igual forma, el 28 de agosto del 2017 se emitió el oficio GENII-O-0471/2017 solicitando el registro de las unidades 7 y 8 de la CCC Tula, en sustitución las unidades anteriores. Actualmente en espera de la entrada en Operación Comercial del paquete I del RM 311 CCC Tula y de la CCC Valle de México II (reprogramado a 2019) para la adición y retiro de capacidad correspondiente.
29. A diciembre de 2018, la tasa promedio de accidentes fue de 0.42, de un umbral meta de 0.23. Esta tasa de 0.42 es equivalente a la ocurrencia de once accidentes en el periodo de enero a diciembre de 2018. Un accidente grave en Santa Rosa (C.H. Manuel M. Diéguez) y diez accidentes menores.
30. A diciembre de 2018, la tasa promedio de días perdidos fue de 12.12 equivalente a 307 días perdidos en total en el periodo enero – diciembre de un umbral meta de 12.49. Esto es por once accidentes de trabajo registrados y nueve accidentes de trayecto.

Escenario tecnológico 2018 comparado con 2017: el 26 de diciembre de 2018 entró en operación el paquete II de la CCC Tula, incrementado la capacidad de la CFE Generación II EPS de 489 MW a 550 MW.

Escenario Tecnológico a diciembre de 2017 como EPS II				
Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor Convencional	Gas / Combustóleo	3	7	1,270.000
Ciclo Combinado	Gas	6	25	2,680.720
Combustión Interna	Combustóleo / Diésel	1	3	104.125
Carboeléctrica	Carbón	1	4	1,400.000
Hidroeléctrica Mayor	Agua	3	7	2,460.000
Hidroeléctrica Menor	Agua	15	33	561.730
Móvil	Gas	@	1	18.000
Totales		29	80	8,494.575

@ Unidad Móvil dentro de Central Termoeléctrica
Fuente: Sistema Auditable de Control de Gestión (SIACIG)

Escenario Tecnológico a diciembre de 2018 como EPS II				
Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor Convencional	Gas / Combustóleo	3	7	1,270.000
Ciclo Combinado	Gas	6	26	2,705.572
Combustión Interna	Combustóleo / Diésel	1	3	104.125
Carboeléctrica	Carbón	1	4	1,400.000
Hidroeléctrica Mayor	Agua	3	7	2,460.000
Hidroeléctrica Menor	Agua	15	33	561.730
Móvil	Gas	@	1	18.000
Totales		29	81	8,519.427

@ Unidad Móvil dentro de Central Termoeléctrica
Fuente: Sistema Auditable de Control de Gestión (SIACIG)

Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

Generación bruta (MWh)

	Generación bruta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,206,719	1,162,490	1,159,183	1,140,416	1,134,616	1,154,758	1,188,143	903,712	827,031	1,083,887	993,239	1,004,685	12,958,879
Vapor	345,109	437,116	427,175	377,485	510,448	656,849	605,583	682,633	598,223	564,590	287,309	163,365	5,655,886
Hidroeléctrico	178,204	141,496	170,320	414,178	967,830	832,294	256,609	558,745	443,902	447,285	207,710	165,515	4,784,087
Carboeléctrico	693,884	574,096	552,119	726,533	700,659	758,194	738,273	704,311	580,105	440,946	333,921	360,951	7,163,991
Turbogas	4,929	7,052	3,353	84	1,784	6,192	5,079	7,251	10,775	11,408	8,039	1,662	67,608
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	42,205	42,818	45,211	47,233	53,939	43,370	47,752	64,571	44,930	50,391	42,715	51,217	576,353
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,471,051	2,365,068	2,357,361	2,705,929	3,369,277	3,451,657	2,841,440	2,921,224	2,504,966	2,598,507	1,872,932	1,747,395	31,206,805

	Generación bruta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,164,950	1,172,299	1,216,564	1,089,360	1,243,361	1,243,937	1,460,519	1,327,727	1,398,494	1,322,084	896,267	748,618	14,284,178
Vapor	179,043	364,767	378,234	406,604	407,919	282,164	469,449	378,232	524,048	179,995	187,562	159,767	3,917,785
Hidroeléctrico	166,938	157,631	161,860	179,536	653,512	817,625	766,298	732,447	925,114	1,253,421	453,134	227,439	6,494,955
Carboeléctrico	532,547	487,317	546,265	555,496	455,374	471,059	553,101	594,673	587,478	491,913	342,871	220,692	5,838,787
Turbogas	0	0	0	4,493	5,963	2,140	12,390	8,187	12,226	12,681	11,092	9,973	79,145
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	54,078	44,539	47,877	48,386	57,011	57,026	66,207	66,622	58,247	52,562	44,154	37,201	633,909
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,097,557	2,226,553	2,350,800	2,283,875	2,823,141	2,873,951	3,327,963	3,107,888	3,505,607	3,312,656	1,935,079	1,403,690	31,248,758

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	-41,769	9,809	57,381	-51,056	108,744	89,179	272,376	424,015	571,462	238,197	-96,972	-256,067	1,325,299
Vapor	-166,066	-72,349	-48,941	29,118	-102,529	-374,685	-136,135	-304,401	-74,175	-384,595	-99,747	-3,597	-1,738,101
Hidroeléctrico	-11,266	16,135	-8,460	-234,642	-314,318	-14,668	509,689	173,702	481,212	806,136	245,424	61,924	1,710,867
Carboeléctrico	-161,337	-86,779	-5,854	-171,036	-245,285	-287,135	-185,172	-109,637	7,373	50,967	8,950	-140,259	-1,325,205
Turbogas	-4,929	-7,052	-3,353	4,409	4,180	-4,052	7,310	935	1,451	1,273	3,053	8,312	11,537

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Geotermoelectrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	11,873	1,721	2,666	1,153	3,072	13,655	18,455	2,051	13,317	2,171	1,439	-14,017	57,557
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	-373,494	-138,515	-6,561	-422,054	-546,136	-577,706	486,523	186,664	1,000,641	714,149	62,147	-343,705	41,954

Generación neta (MWh)

	Generación neta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,179,308	1,134,058	1,134,809	1,115,635	1,108,583	1,127,473	1,160,439	885,095	809,872	1,056,629	968,138	981,935	12,661,975
Vapor	315,617	399,873	391,588	348,267	472,207	608,663	557,513	628,930	549,892	520,855	262,720	147,584	5,203,709
Hidroeléctrico	175,911	139,704	168,269	411,065	962,336	825,754	253,539	555,033	438,473	442,032	204,740	163,009	4,739,866
Carboeléctrico	643,637	531,355	511,757	676,132	652,633	705,221	684,769	652,811	538,103	406,876	309,393	333,414	6,646,100
Turbogas	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Geotermoelectrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	40,484	41,123	43,318	45,353	51,905	41,814	46,130	62,403	43,358	48,598	41,202	49,351	555,039
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,354,957	2,246,114	2,249,742	2,596,453	3,247,663	3,308,925	2,702,389	2,784,272	2,379,698	2,474,989	1,786,192	1,675,293	29,806,689

	Generación neta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,136,545	1,143,692	1,187,254	1,060,933	1,209,430	1,210,761	1,422,091	1,290,537	1,362,498	1,288,993	875,919	731,038	13,919,692
Vapor	161,692	332,861	346,452	372,834	371,029	253,300	429,841	344,140	480,190	162,559	171,342	149,097	3,575,336
Hidroeléctrico	164,240	155,057	159,555	177,074	648,929	811,151	760,034	726,482	919,691	1,245,349	447,852	224,282	6,439,695
Carboeléctrico	492,842	454,206	506,871	514,593	423,260	433,251	508,624	550,639	541,868	453,329	316,086	202,467	5,398,036
Turbogas	0	0	0	4,474	5,915	2,123	12,293	8,115	12,119	12,569	10,994	9,884	78,486
Geotermoelectrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	52,070	42,780	45,991	46,602	55,004	55,202	64,103	64,491	56,306	50,661	42,463	35,738	611,412
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	2,007,389	2,128,596	2,246,123	2,176,509	2,713,569	2,765,788	3,196,984	2,984,404	3,372,672	3,213,461	1,864,655	1,352,507	30,022,657

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	-42,762	9,634	52,444	-54,702	100,847	83,288	261,652	405,442	552,627	232,364	-92,219	-250,897	1,257,717
Vapor	-153,926	-67,012	-45,136	24,566	-101,177	-355,363	-127,672	-284,790	-69,702	-358,295	-91,379	1,513	-1,628,373
Hidroeléctrico	-11,671	15,352	-8,715	-233,991	-313,407	-14,603	506,495	171,449	481,218	803,317	243,112	61,273	1,699,829
Carboeléctrico	-150,795	-77,149	-4,886	-161,539	-229,372	-271,970	-176,145	-102,172	3,765	46,453	6,693	-130,947	-1,248,065
Turbogas	0	0	0	4,474	5,915	2,123	12,293	8,115	12,119	12,569	10,994	9,884	78,486
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	11,586	1,658	2,673	1,249	3,099	13,388	17,973	2,087	12,948	2,064	1,262	-13,612	56,374
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	-347,568	-117,517	-3,620	-419,944	-534,095	-543,138	494,595	200,132	992,974	738,471	78,463	-322,787	215,968

Principales proyectos de infraestructura 2018

Ejecución propia

Como parte del Programa Operativo Anual (POA) en 2018 la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Norpacífico logró realizar 16 mantenimientos de 20 programados, optimizando los recursos financieros disponibles para mantener la confiabilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE's) del ámbito.

En tanto que en la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Centro Norte sólo se llevaron a cabo 2 mantenimientos de 8 programados, optimizando los recursos financieros disponibles para mantener la confiabilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE's).

Proyectos relevantes por Central Generadora:

Proceso Termoeléctrico

CCC Poza Rica

Se gestionó y llevó a cabo la rehabilitación del rotor de la turbina de vapor de la UCE-2 (TV-2), para recuperar el decremento ocasionado por desgaste mecánico⁵, reparación de los sellos de vapor en turbinas de alta, media y baja presión; así como aplicación de recubrimiento de stellite (recubrimiento metálico de alta dureza cuya función es evitar el desgaste en el perfil de entrada de vapor debido a la humedad contenida en el mismo) a los álabes de última etapa de la turbina de baja presión. Logrando con este trabajo la recuperación del decremento de 4 MW para llegar a la potencia nominal.

CT Altamira

En la UCE-3, se gestionó y se llevó a cabo suministro e instalación de Ventiladores de Tiro Forzado (VTF's), Ventiladores Regenerativos de Gases (VRG's), incluyendo Rehabilitación de la Cimentación, Motores Eléctricos y Ventiladores. De la misma manera se llevó a cabo el suministro e instalación de Juntas de Expansión. Con lo anterior se logró recuperar el decremento de 16 MW derivado de la insuficiencia de aire para la combustión.

CCI Gral. Agustín Olachea Avilés

Proyecto de mantenimiento a infraestructura para recepción de combustible en muelle de descarga, con la finalidad de garantizar la integridad de la obra civil y evitar riesgos ambientales incluyendo dos brazos de carga marinos del muelle de descarga de combustible.

CT Carbón II

Durante el año 2018 se continúa con la gestión y seguimiento del programa de contratos plurianuales de los siguientes proyectos:

- Suministro e instalación de elementos a presión de las 4 Unidades, contando ya en planta con los elementos para unidades 2 y 4.
- Suministro para un precipitador electrostático para las unidades 3 y 4, actualmente instalado, quedando pendiente su interconexión con unidades fuera de servicio.

⁵ Derivado del desplazamiento axial y alta temperatura en chumacera de empuje.

- Suministro de un sistema de manejo en seco de ceniza de fondo, economizador y precalentadores de las unidades 1 y 2, formalizándose el contrato y en proceso de fabricación de equipos y subsistemas por parte del proveedor.
- Cambio de tubos y espejos del condensador de las unidades 3 y 4, se formalizó el contrato y ya se tiene en planta la totalidad de la tubería a reemplazar.
- Proyecto de mejora de los controles de calidad y medición de carbón recibido por camión en la central, formalizándose el contrato. Debido a las características de operación, la infraestructura y tecnología del sistema de recepción, pesaje y muestreo se encuentra limitada, se adquirió un “Sistema integral automático de muestreo de carbón” que permita automatizar los procesos, asegurar la calidad del carbón recibido, vigilar y eficientar el proceso de recepción de carbón, con el objetivo de contar con las tecnologías e instalaciones necesarias para el proceso de control de calidad en la recepción, pesaje, muestreo y análisis del carbón suministrado a la Central, de manera segura y confiable, reduciendo la interacción del factor humano.

CCC San Lorenzo

En mayo de 2018, la PROFEPA otorgó el 4to Certificado de Industria Limpia.

Personal del área química de la central lleva a cabo la implementación de un Proyecto de Reaprovechamiento de Agua Tratada, con el cual se ha logrado una disminución en el consumo de agua de 4,380 m³ anuales, aunado al ahorro en la utilización de productos químicos para tratamiento de agua de repuesto al ciclo.

CT Valle de México

Durante el 2018 se realiza un importante programa de inversión al adquirirse un paquete de filtros de succión para el compresor axial de cada una de las unidades 5, 6 y 7, los cuales cuentan con sistema de autolimpieza en línea que le dará mayor confiabilidad a la operación de estas unidades.

Se obtiene la recertificación en el Sistema Integral de Gestión Normas ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007

En este año se logra la 8va re certificación de Industria Limpia con la recomendación de PROFEPA por parte de la Unidad de Verificación para obtención de Nivel II.

CCC Tula

Se continúa con la gestión del programa de contrato plurianual para la adquisición e importación del refaccionamiento mayor de la unidad 6.

Proceso Hidroeléctrico

Durante el año 2018 se realizaron mantenimientos menores, mayores y rehabilitación de unidades en los que se efectuaron algunas sustituciones de componentes, equipos y sistemas que presentaban alguna problemática específica y que ponían en riesgo la confiabilidad de las unidades

generadoras; dentro de las actividades más relevantes efectuadas en estas unidades podemos mencionar:

C. H. Aguamilpa Solidaridad

Unidades 2 y 3

Adquisición de dos Sistemas de Excitación Redundante. En la unidad 3 se instaló y puso en servicio en el año 2018 y en la unidad 2 se instalará en 2019. Con este sistema se le da una mayor confiabilidad operativa en los sistemas de regulación de tensión de las unidades generadoras.

En el año 2018 se habilitó el transformador de potencia de reserva, mismo que se instalará en la fase C de la unidad 2 en el mantenimiento de la unidad en 2019, esto, por presentar problemática de generación interna de gases.

C. H. El Cajón

Central

Actualización del Sistema de Control, Automatización y Adquisición de Datos (Sección de visualización). El sistema se encontraba con equipos dañados y presentaba obsolescencia, por lo que el control de las unidades en algunas ocasiones se tenía que realizar de manera local manual y local automática. Con esta sustitución, se restablece la confiabilidad operativa de las unidades desde el Centro de Control de Generación Santiago, que es el centro de control donde se operan las unidades generadoras de esta central.

La nueva arquitectura está integrada por dos servidores de última generación, los cuales se encuentran en redundancia. A estos servidores se conectan 5 thin client (Clientes ligeros) que darán el acceso a las máquinas virtualizadas que se encuentran dentro de los servidores. Dichos thin client se encuentran distribuidos en diferentes lugares, 3 de ellos están instalados en la sala de control de la C.H. El Cajón, y los dos restantes serán instalados en el Centro de Control de Generación Santiago desde donde se operan las unidades a control remoto. El software es de la marca SIEMENS WINCC 7.4 última versión.

El Servidor 1 se conecta mediante comunicación serial al modem MD720 para el servicio de envío de mensajes SMS para alertas a celular, cuenta con la licencia Web Navigator para instalación de clientes remotos por acceso WEB.

Modernización de variadores de velocidad para la operación de los ganchos principales en grúas viajeras de obra de toma y desfogue. Con esta modernización se le da una confiabilidad operativa a un equipo que es vital en las maniobras de componentes de unidades y obra de toma en caso de mantenimientos mayores a los equipos.

Unidad 1

Sustitución de válvula reductora de presión automática por válvula manual del sistema enfriamiento sello de la flecha, se colocaron dos válvulas manuales para reducir la presión del sistema en dos etapas y evitar de momento el automatismo de la válvula retirada. Esta válvula reductora ya había

ocasionado por lo menos dos disparos de unidad, razón por la que se toma la determinación de efectuar este trabajo.

Pruebas pre operativas y operación de compuertas de vertedores en las centrales Aguamilpa Solidaridad, El Cajón, La Yesca (LYE) y Santa Rosa (SRO).

El cuidado de la infraestructura de obra de toma y vertedores en las centrales, es de vital importancia, razón por la que año con año se realizan pruebas pre operativas de las compuertas de vertedores para estar en condiciones de operar estas compuertas en caso de requerirse en el temporal de lluvias y garantizar la integridad de la central ante avenidas que rebasen los límites de control de aportaciones y/o niveles, situación que ocurrió en el año 2018 para el caso de las centrales SRO y LYE.

C. H. Cupatitzio

Modernización de control de bombas del sistema de agua de enfriamiento de unidades 1 y 2.

C. H. Gral. Manuel M. Diéguez “Santa Rosa”

Unidad 1

Sustitución del tablero metalclad de la unidad 1, para evitar riesgos de falla por obsolescencia en los componentes de la unidad. El correspondiente a la unidad 2 ya se había sustituido en el año 2017.

C.H El Cóbano

Unidad 1

Proyecto de rehabilitación del generador eléctrico, dentro del alcance se encuentran los siguientes conceptos:

1. Núcleo laminado para generador eléctrico con capacidad nominal de 33.33 MVA (antes 30 MVA), FP 0.9.
2. Devanado de estator (324 Bobinas) con aislamiento clase F (Epoxi-mica), que reemplaza al aislamiento clase B (Asfalto-mica).
3. Sistema de enfriamiento del generador (radiadores, cabezales de enfriamiento dentro del foso del generador).
4. Aterrizamiento del neutro del generador eléctrico (Transformador de neutro).
5. Transformadores de corriente y potencial (TC's y TP's) para tablero de Protección Control y Medición.
6. Instrumentación de proceso para el generador eléctrico.
7. Devanado del rotor (Bobinas polares) con aislamiento clase F.
8. Sistema contra incendio a base de CO₂ y Diluvio.

Proyecto de rehabilitación iniciado en el año 2018 y concluido con pruebas de puesta en servicio del generador hasta el 4 de febrero de 2019.

El proyecto de sustitución del generador eléctrico de la unidad 2 quedó planificado para llevarse a cabo en el año 2019, ya que se encuentra en condiciones similares al de la unidad.

C. H. Colimilla

Unidad 1

Rehabilitación de rodete y chumaceras

La unidad presentaba holguras fuera de tolerancia, lo que provocaba altas vibraciones además de un desgaste considerable en el rodete, lo que fue atendido en la rehabilitación de la unidad efectuada en el mantenimiento mayor realizado en el año 2018, restableciendo sus condiciones operativas y confiabilidad para su operación segura.

C.H Botello

Unidad 2

Sustitución de banco de baterías de 125 VCD por término de vida útil.

El banco presentaba en algunas celdas el desprendimiento de los postes de los polos y fracturas en algunos contenedores, poniendo en riesgo la operación confiable de la unidad.

C. H. Jumatán

Unidades 3 y 4

Sustitución de tramo de tubería de presión de las unidades 3 y 4 por ruptura de la misma, provocando el paro de las unidades.

Central

Sustitución del banco de baterías de 125 VCD de la central para restablecer condiciones de seguridad y confiabilidad operativa de las unidades generadoras en la parte de alimentación, control y protecciones.

Central

Implementación del Sistema de Control y Adquisición de Datos (SCAAD) para monitoreo y control remoto de las unidades generadoras.

C.H Bartolinas

Unidades 1 y 2

Proyecto de rehabilitación de tableros de ambas unidades y transformador de potencia:

1. Proyecto de rehabilitación de tableros de control y otros equipos primarios.
2. Tableros de Protección Control y Medición (Tableros nuevos que incluyen: Protecciones eléctricas para el generador, transformador de potencia, medidores de energía bruta y neta).
3. Transformador de Potencia nuevo de 2 MVA (Reemplaza a transformador de 600 kVA) transformador común para ambas unidades.
4. Tableros de tipo Metal Enclosed con interruptores nuevos de unidad que reemplaza a interruptores en mediano volumen de aceite.
5. Actualización de PLC's del Sistema de Control de Unidades 1 y 2.

En el aspecto ambiental, siendo una de las prioridades de la empresa, en el año 2018 se realizaron actividades encaminadas a la renovación de los certificados de industria limpia, por lo que en las centrales El Cajón, La Yesca y Valentín Gómez Farías “Agua Prieta”, se renovaron dichos certificados, otorgándose el nivel de desempeño ambiental 2 para las dos primeras centrales y nivel 1 para el caso de Agua Prieta.

Resultados Financieros⁶

Comentarios al Estado de Resultados enero – diciembre de 2018

En el periodo enero - diciembre de 2018, la CFE Generación II registró ingresos por 38,510 mdp, y un resultado neto de 3,302 mdp.

Los ingresos por venta de energía y por potencia fueron de 38,330 mdp que representaron el 99% del total de los ingresos, mismos que incluyen los ingresos por venta de energía por 4,260 mdp, ingresos de potencia por -159 mdp, ingresos por transacciones bilaterales por 343 mdp, ingresos por contrato legado por 33,509 mdp, ingresos por venta en subastas por 194 mdp y venta a terceros por 183 mdp. Los otros ingresos fueron 180 mdp que representaron el 1%.

Los costos de energéticos representaron el 63% del total de los ingresos y el 65% de los costos de operación.

Los costos del MEM lo integran la compra de energía por 1,006 mdp, el consumo de energía por 791 mdp, el costo de transporte de energía por 2,002 mdp, la cuota de operación del mercado por 93 mdp y otros costos del MEM por 78 mdp.

El rubro de otros costos de operación lo integran las remuneraciones por 2,426 mdp y los costos de mantenimiento y servicios por 1,137 mdp, seguridad de activos por 291 mdp e impuestos y derechos por 50 mdp.

El rubro de obligaciones laborales, depreciación y otros costos se integra por el costo de la depreciación de los activos por 3,348 mdp, el costo de obligaciones laborales por 1,551 mdp y 464 mdp por otros gastos.

Los costos de financiamiento presentan un importe neto de 1,216 MDP. En este rubro se registraron los intereses del pago de la deuda de PIDIREGAS y Deuda documentada por 2,366 MDP, el costo financiero favorable por los instrumentos financieros derivados y otros gastos financieros por 1,230 MDP, también se obtuvo una pérdida cambiaria de 79 MDP con motivo del tipo de cambio desfavorable que pasó de 18.61 pesos por dólar al cierre de enero a 19.68 pesos por dólar al cierre del mes de diciembre de 2018.

⁶ Cifras financieras preliminares, sujetas al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la empresa de generación y consolidados de la CFE.

Concepto	Acumulado dic-18
Ingresos:	
Ingresos por venta de energía y potencia	\$ 38,329,909
Otros ingresos	180,295
Total de ingresos	38,510,204
Costos y gastos de operación	
Energéticos, agua turbinada y otros combustibles	19,859,028
Transporte y Almacenamiento de Combustibles	4,434,586
Compra de Energía en el MEM	1,006,123
Consumos de Energía	790,528
Costo de Transporte de Energía	2,001,862
Cuota por Operación del MEM	93,150
Otros costos asociados al MEM	78,346
Remuneraciones y prestaciones al personal	2,426,441
Costo de beneficio a los empleados	1,550,667
Mantenimiento	698,050
Materiales y servicios generales	439,067
Cargo por Demanda Garantizada	-
Depreciación	3,347,507
Pérdidas en bajas de activos	94,030
Seguridad de Activos	291,066
Impuestos y Derechos	50,111
Otros gastos	371,024
Total de costos de operación	37,531,586
Resultado de operación	\$ 978,618
Costo de Financiamiento	
Intereses a cargo	2,366,429
Pérdida (Utilidad) en cambios, neto	68,797
Otros gastos (ingresos) financieros, neto	(1,219,618)
Total de costo de financiamiento	1,215,608
Resultado antes de impuestos	\$ (236,990)
Impuestos a la utilidad	(3,538,848)
Utilidad neta	\$ 3,301,858

Resultados Operativos

Indicador	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Capacidad Neta Efectiva (MW)	N/A	N/A	8,161	-	-
2. Energía Neta (GWh)	32,579	29,807	30,420	-9.29	2.05
3. Eficiencia Térmica Neta (%)	36.17	35.95	37.24	-0.61	3.58
4. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables (%)	N/A	N/A	21.45	-	-
5. Emisiones a la Atmosfera de CO ₂ (mTon)	N/A	N/A	17,359	-	-
6. Retiro Programado de Capacidad Instalada (MW)	N/A	0	0	-	0
7. Cumplimiento a Mantenimiento de Centrales Termoeléctricas (Num)	N/A	19	17	-	-10.52
8. Cumplimiento a Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas (Num)	N/A	34	30	-	13.33
9. Adición de Capacidad por Proyectos Comprometidos (MW)	N/A	0	192.82	-	100

1. CAPACIDAD NETA EFECTIVA (MW)

El resultado de 8,160.85 MW al mes de diciembre 2018, es inferior en 186.67 MW incumpliendo con lo programado de 8,347.52 MW.

El indicador se ha visto afectado por el retraso de la entrada en operación comercial del paquete I del proyecto 311 RM Tula y el proyecto 298 de C.C.C. Valle de México II; cabe mencionar que este indicador no se ha visto afectado gravemente derivado de que tampoco se ha dado de baja las unidades correspondientes a los propios proyectos.

El paquete II de la C.C.C. Tula inició su operación comercial el 26 de diciembre 2018.

2. GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA (GWh)

El resultado de 30,420.13 GWh (incluye 397.48 GWh como puesta en servicio del proyecto RM 311 de la C.C. Tula), al mes de diciembre 2018, es inferior en 5,080,76 GWh (14.31%), a lo programado de 35,500.89 GWh. Este índice se vio afectado por la no entrada en operación de los paquetes I y II del proyecto 311 de C.C.C. Tula (el paquete II inició su operación comercial hasta el 26 de diciembre de 2018) y el proyecto 298 de Valle de México II. Además, se presentaron restricciones del energético gas en la C.C.C. Chihuahua II durante los primeros cuatro meses del año, y en la zona centro del país, afectando principalmente al Complejo Termoeléctrico Valle de México. Adicionalmente impactaron las fallas ocurridas en: la C.T. Valle de México, unidad 3, desde el mes de marzo a la fecha; en C.H. Cóbano unidad 1, también desde el mes de marzo a la fecha; fallas y decrementos ocurridos en las unidades 1 y 4 de la C.T. Carbón II, y en la C.C.I. Gral. Agustín Olachea A. en las unidades 1, 2 y 3.

Acciones: Para los proyectos de adición de capacidad, en la C.C.C. Tula y C.C.C. Valle de México II, se establecieron reuniones recurrentes y compromisos con la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) para lograr en conjunto el menor tiempo posible para la puesta en servicio de ambos proyectos. Para el desabasto de gas en la C.C.C. Chihuahua II, se concluyó el proyecto de interconexión al gasoducto Tarahumara Pipe Line, quedando disponible a partir del 14 de mayo del 2018. Para el resto de las centrales con problemática de suministro de gas, se continúan realizando las gestiones con CFE Energía, para mejorar la disponibilidad del energético. Para las fallas de la C.T. Valle de México unidad 3, se considera que, con la entrada en operación de C.C.C. Valle de México II, se sustituyan las unidades de vapor (con tecnología obsoleta), con las nuevas unidades del proyecto (con tecnología más eficiente). En la C.H. Cóbano unidad 1, se continuará durante los primeros meses del año 2019 con la sustitución de componentes como laminado y el devanado del estator en el generador eléctrico. Para la corrección de decrementos y fallas en la C.T. Carbón II, se tiene programado a principios del año 2019 mantenimientos mayores; y en la C.C.I. Gral. Agustín Olachea A., se continúa con el remplazo gradual de las tuberías hacia los inyectores de las tres unidades realizando pruebas no destructivas por parte de LAPEM a tuberías de alta y baja presión de combustible; además de gestionar recursos para la adquisición de toberas y atomizadores.

3. EFICIENCIA TÉRMICA NETA (%)

El resultado de 37.24% al mes de diciembre 2018, es inferior en 0.58 pp. incumpliendo con lo programado de 37.83%.

Este índice se vio afectado principalmente por: la no entrada en operación de los paquetes I y II (El paquete II inició su operación comercial hasta el 26 de diciembre de 2018) del Proyecto 311 de la C.C.C. Tula; 2) restricción de gas en C.C.C. Chihuahua II; 3) por el modo de operación (en AGC) en el paquete I en la C.C.C. Chihuahua requerido por el CENACE y en la C.T. Altamira, debido a que superó su meta por el uso de combustóleo debido a la restricción de gas, para cumplir el despacho del Sistema Eléctrico Nacional.

4. PORCENTAJE DE ENERGÍA PROVENIENTE DE FUENTES LIMPIAS Y RENOVABLES (%)

El resultado de 21.45% al mes de diciembre 2018, es mayor en 9.30 p.p. con lo programado de 12.15%.

5. EMISIONES A LA ATMÓSFERA DE CO₂ (mTon)

El resultado de 17,359.12 mTon. al mes de diciembre 2018, es inferior en 5,299.14 mTon. emitidas a la atmosfera de CO₂, cumpliendo con lo programado de 22,658.26 mTon.

6. RETIRO PROGRAMADO DE CAPACIDAD INSTALADA (MW)

Derivado de la no entrada en operación comercial del paquete I del Proyecto 311 RM Tula, no se realizó el retiro de la capacidad de las unidades 1 y 2 (138 MW= 69 MW c/u) ni de la unidad 3 con (8.862 MW). En el mismo caso, la no entrada en operación de la C.C.C. Valle de México II, derivó que no se realizó el retiro de la capacidad de las unidades de vapor 1, 2 y 3 (450 MW= 150 MW c/u).

Para el módulo II del RM 311 en la C.C.C. Tula que entró en operación comercial el 26 de diciembre del 2018, se realizó la modificación de la capacidad efectiva de las unidades 4, 5 y 6 a 83.032 MW totales.

7. CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS (Núm.)

Al mes de diciembre 2018, se tenía una meta de veintiocho mantenimientos, de los cuales se concluyeron diecisiete durante el 2018.

Mantenimientos concluidos en tiempo (3): C.T. Altamira U's 3 y 4 y C.D.E. Agustín Olachea A U's 2 (Mayor, se redujo alcance por falta de presupuesto).

Mantenimientos concluidos con reprogramación (14): C.T. Valle de México U's 1 y 2 (Anual), C.C.C. Agua Prieta II U's 1, 2 (Inspección Combustión) y U3 (Anual Auxiliares), C.C.C. Poza Rica U's 1, 2 y 3 (Anual) y 4 (Mayor), C.D.E. Agustín Olachea A U's 1, 3 (se redujo alcance por falta de presupuesto), C.T. Altamira U4 (Semestral) y C.T. Guadalupe Victoria U's 1 (Semestral) y 2 (Anual).

Mantenimientos reprogramados (11): C.T. Valle de México U3 en mantenimiento correctivo (Anual Cancelado) y en espera de su determinación para baja definitiva. C.C.C. Lorenzo Potencia U's 3 y 5 (año 2019) la reprogramación obedece al proceso de asignación presupuestal para la adquisición de materiales requeridos en ambas unidades. C.C.C. Valle de México U's 4 y 7 (año 2019) la reprogramación obedece al proceso de asignación presupuestal para la adquisición de materiales requeridos, en proceso instalación de filtros autolimpiantes (año 2019). C.T. Carbón Dos U1 (año 2019) por estrategia presupuestal. C.C.C. Chihuahua II U's 1, 2, 3 y 5 (año 2019), derivado de la

falta de asignación presupuestal para el 2018. C.T. Altamira U's 3 (Semestral y concluyó el 01 ene 2019).

8. CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (Núm.)

Al mes de diciembre 2018, se tienen concluidos treinta mantenimientos de treinta y cuatro programados.

Mantenimientos concluidos en tiempo (15): C.H. Aguamilpa U3, C.H. Cajón U's 1 y 2, C.H. Valentín Gómez Farías U1, C.H. Gral. Manuel M. Diéguez U1, C.H. Colimilla U2, C.H. Botello U2, C.H. Puente Grande U5, C.H. Platanal U2, C.H. Luis M. Rojas U1, C.H. San Pedro Porúas U1, C.H. Jumatán U4, C.H. Tirio U4, C.H. Bartolinas U2 y C.H. Itzícuaru U1.

Mantenimientos concluidos con reprogramación (15): C.H. Aguamilpa U's 1 y 2 (adelantado), C.H. Valentín Gómez Farías U2, C.H. Cupatitzio U's 1 (adelantado) y 2, Cóbano U2 (adelantado), C.H. Colimilla U's 1 y 4, C.H. Botello U1, C.H. Platanal U1, C.H. Zumpimito U's 4 y 5, C.H. Jumatán U3, C.H. Bartolinas U1 y C.H. Itzícuaru U2 (adelantado).

Mantenimiento Reprogramado (0).

Mantenimiento cancelado (3): C.H. Jumatán U's 1 y 2 mantenimientos cancelados para que personal especializado diera prioridad a C.H. Aguamilpa U2, por detección de necesidades de mantenimiento correctivo urgente; C.H. Cóbano U1 mantenimiento menor y rehabilitación mayor cancelados, derivado de la falla que se presentó del día 28 de marzo de 2018 por falla de aislamiento en devanado de estator (falla entre fases B y C) en la zona de alto potencial entre el 87 y 100% del voltaje nominal, la unidad se encuentra en proceso de rehabilitación por el resto del año 2018.

9. ADICIÓN DE CAPACIDAD POR PROYECTOS COMPROMETIDOS (MW)

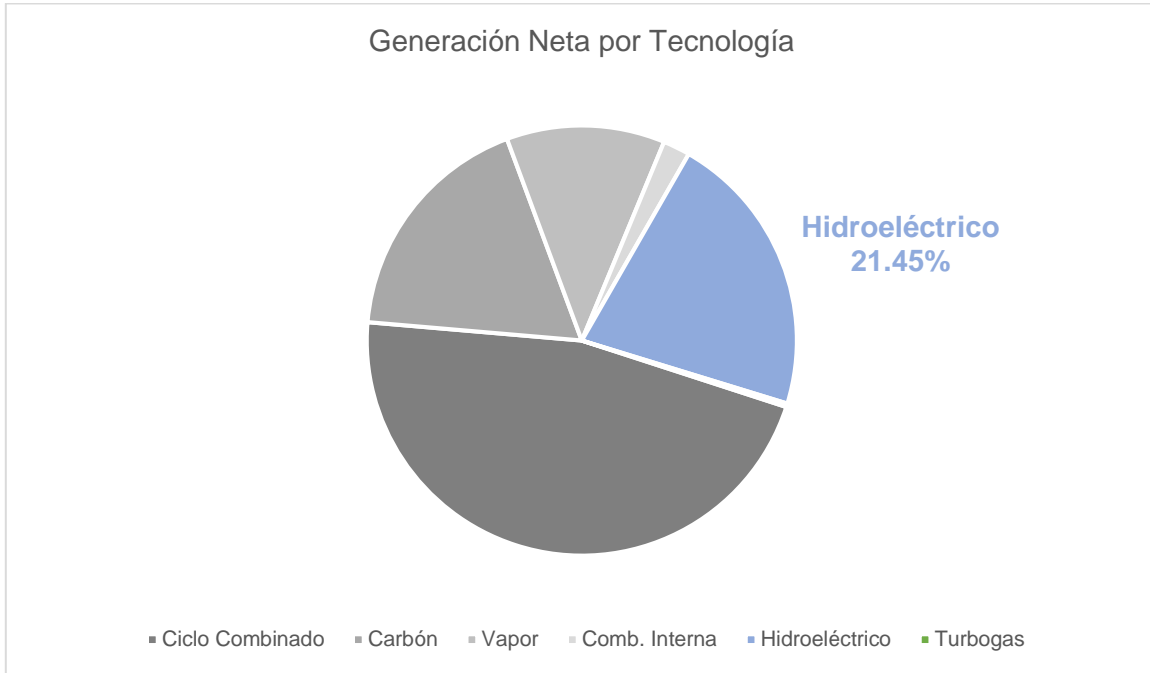
El resultado de 192.82 MW al mes de diciembre 2018, es inferior en 820.69 MW incumpliendo con lo programado de 1,013.51 MW.

El resultado, se ha visto afectado por la no incorporación de 192.205 MW del proyecto 311 RM Tula (paquete I), derivado de los pendientes constructivos que se tienen y las pruebas operativas. Cabe mencionar, que el paquete II de la C.C.C. Tula inició su operación comercial el 26 de diciembre 2018. En la C.C.C. Valle de México II, la fecha de entrada en operación comercial se reprogramó al año 2019, por lo que no se incorporaron los 629.10 MW programados para el 2018.

Utilización de fuentes primarias de energía (comparativo 2016-2017-2018).

Combustible	Cifras (Datos observados)		
	2016	2017	2018
Combustóleo. (m3)	776,919.61	919,430.32	620,466.85
Agua. (m3)	44,107,210.00	38,990,193.00	36,095,790.00
Diésel. (m3)	27,733.37	23,389.82	37,375.34
Carbón. (ton.)	4,552,160.67	4,073,185.44	3,419,052.67
Gas. (Miles m3)	4,230,879.16	3,750,211.10	3,760,186.06
Agua turbinada. (Mm3)	15,090.42	12,572.85	16,879.35

Energías limpias.



La CFE Generación II contribuyó con 6,440 GWh de generación neta con tecnologías limpias, lo que equivale a un 21.45% del total de la generación entregada durante el 2018.

Avance del proyecto de conversión de centrales, con mapa de ubicación.



CT Guadalupe Victoria

La Conversión a Combustión Dual de las Unidades 1 y 2 (160 MW por Unidad) de la C.T. Guadalupe Victoria, se adjudicó el Contrato No. 700494042 al proveedor Cerrey S.A. de C.V. “DISEÑO, INGENIERÍA Y SUMINISTRO, INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE QUEMADO DE GAS NATURAL Y COMBUSTÓLEO PARA LOS GENERADORES DE VAPOR DE LAS UNIDADES 1 Y 2”, recibiendo la totalidad de los bienes en la Central en el año 2018. La partida de Instalación y Puesta en Servicio se ejecutará en 2019.

En cuanto al “DISEÑO, INGENIERÍA, SUMINISTRO, INSTALACIÓN, PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA DE CONTROL DE QUEMADO DE GAS NATURAL PARA LOS GENERADORES DE VAPOR DE LAS UNIDADES 1 Y 2”, se cuenta con la documentación requerida por la Secretaría Técnica del SECAMBS, para la presentación del caso en 2019.

Ejecución DCIPI⁷

La DCIPI administró durante 2018 un proyecto dentro de la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Norpacífico:

⁷ Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura.

- **RM 258 Altamira**

La Contratista ISOLUX de México S.A. de C.V., está en Concurso Mercantil y hasta no concluir este, la DCIPI/CFE como Administrador del Contrato ha suspendido el proceso de Rescisión del mismo (Contrato No. PIF-014/2013).

El 26 de septiembre de 2018, el Juez resolvió la declaratoria de Concurso Mercantil de ISOLUX de México S.A. de C.V. en etapa de Conciliación, misma que tendrá una duración de 185 días calendario (hasta el 30 de marzo del 2019).

Actualmente, la CFE continúa, de forma interna, el cálculo del Valor de Terminación del proyecto, para concluir con la emisión del finiquito del Contrato una vez que se levanten las medidas precautorias correspondientes, lo cual dependerá de lo que en su momento falle el Juez correspondiente.

Ejecución DCIPI

La DCIPI administró durante 2018 un proyecto dentro de la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Centro-Norte:

- **RM 311 Tula**

El día 13 de abril se lleva a cabo la primera sincronización de la Unidad No. 8, Turbina de Gas del Módulo I, tomando una carga de 10 Mw.

La Unidad No. 6, Turbina de Vapor del Módulo II, sincroniza por vez primera el día 18 de mayo, con una carga de 4.5 Mw, quedando así operando en Modo Ciclo Combinado dicho modulo.

Módulo II queda en operación comercial a partir del día 26 de diciembre de 2018, en seguimiento a deficiencias menores.

El Módulo I concluye el año 2018 con un avance programado de 100 % y un real de 99.59 %, con un retraso en su conclusión debido a problemática de alta vibración en chumaceras del Generador Eléctrico de la Turbina de Vapor, Unidad No. 3, la cual se encuentra en proceso de análisis por parte de la constructora.

La fecha estimada para la aceptación provisional es el 15 de junio de 2019.

- **Proyecto 298 Valle de México II**

El día 5 de octubre se realizó la energización del Transformador Principal y Auxiliar de la unidad 9 y el 4 de noviembre los de la unidad 8.

Se cuenta con un avance programado del 100 % y un real de 94.32 %, el retraso en la conclusión del proyecto es debido a que el contratista no ha culminado con los trámites de la licencia de uso de suelo, así como la puesta en servicio de la Estación de Regulación y Medición de Gas, en coordinación con CENAGAS.

La fecha estimada para la aceptación provisional es el día 04 de septiembre de 2019.

Operaciones en el Mercado Eléctrico.

Seguimiento del desempeño de las Centrales en el Mercado de Corto Plazo.

En seguimiento al uso y mejora a las herramientas de Sistemas Informáticos de Inteligencia de Negocios, **durante el 2018**, se redujo en un **17%** la energía comprometida y no entregada al sistema, lo que represento un ahorro en **582.469** Millones de pesos.

Aplicación del Contrato legado.

Derivado de la aplicación del contrato legado, se expusieron un total **133,459 horas** equivalentes al **69.25%** del año de Transacciones Bilaterales Financieras equivalentes a **26,592.60 GWh**, lo equivalente al **1.215%** mayor que la generación entregada por las unidades del Contrato Legado. Con ello el suministrador básico respaldó su posición en el mercado equivalente a **27,317.66** Millones de pesos.

Controversias con CENACE.

En continuación con los ejercicios de revisión expuestos al CENACE en el 2017, se realiza un ajuste al manual de medición para la liquidación, y se le agrega el concepto **B1001** de Garantía de suficiencia de Ingreso en Tiempo real, lo que a pesar de que CFE Generación II considera que no está aún completo, permitió recuperar durante el año 2018 un total de **43.09** Millones de pesos.

Reconocimiento de parámetros de referencia C.T. Altamira.

Resultado de una omisión por parte de la Comisión Reguladora de Energía al momento de emitir el Permiso de Generación de la C.T. Altamira, a ésta no se le reconocía el uso del combustóleo como combustible primario para generación de electricidad, derivando en una participación económicamente negativa dentro del MEM, en virtud de la mitigación de ofertas de venta de energía, al no reconocerse la operación de esta central generadora con el uso de combustóleo. En este tenor y tras múltiples debates con la Comisión Reguladora de Energía se logró, el 15 de diciembre de 2017, la autorización que permite la actualización del permiso de generación de la citada Central, a través del oficio UE-240/73468/2017, quedando pendiente que la Comisión Reguladora de Energía ratifique los nuevos parámetros al CENACE. El resultado positivo obtenido fue que se permitiera una mayor flexibilidad de operación de las unidades generadoras utilizando una mezcla de gas y combustóleo.

Subasta de Largo Plazo 2017.

El **1 de julio de 2018** inició la aplicación del contrato de Subasta de Largo Plazo 2017, correspondiente a la C.C.C Agua Prieta II con campo solar, por **374.98 MW** de potencia, con lo que se obtuvo un ingreso equivalente a **194.01** Millones de pesos durante el 2018.

Convenio de Colaboración entre CFE Generación II y Agencia de Cooperación Internacional Alemana GIZ (Programa DKTI Solar).

Como parte de las estrategias de optimización del portafolio de generación, el día 21 de mayo de 2018 se concretó la firma de un acuerdo de colaboración entre la CFE Generación II y la Agencia de Cooperación Internacional Alemana (GIZ) Programa DKTI Solar. El alcance de este proyecto cubre la preparación (definición conceptual), financiamiento e implementación de experiencias internacionales, así como la difusión de resultados. Específicamente se enfoca en dos casos de estudio:

1. En la Central de Combustión Interna Gral. Agustín Olachea Avilés, el proyecto consiste en emprender acciones que incluyen estudios de prefactibilidad para evaluar alternativas viables de integración de tecnologías renovables.
2. En la C.C.C. Agua Prieta II, se pretende elaborar recomendaciones concretas al marco legal y regulatorio, para la expansión de la tecnología CSP (planeación del sistema eléctrico), basadas en las lecciones aprendidas del caso concreto de referencia Agua Prieta II.

CFE Generación III

La Empresa Productiva Subsidiaria de Generación III, cuenta con 24 Centrales y 78 Unidades de generación, distribuidas en 11 Estados de la República Mexicana, con sede en Hermosillo, Sonora.

Para la supervisión operativa cuenta con la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Occidente y Baja California, con sede en Manzanillo, Colima y Mexicali, Baja California respectivamente; además de la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Ixtapantongo con sede en la Ciudad de México.

Resultados respecto al Plan de Negocios CFE Generación III 2018-2022

Objetivos Estratégicos del PDN

- **Ser una Empresa Productiva Subsidiaria Rentable.** - Crear valor económico a la Nación cumpliendo el mandato de ser Empresa Productiva Subsidiaria, reduciendo los costos de operación.
- **Optimizar los Activos de Generación.** - Administrar correctamente los portafolios de las Centrales Eléctricas, considerando la optimización de los siguientes elementos clave:
 - Capacidad.
 - Inversión.
 - Operación.
- **Participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.** - Maximizar los márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.

Objetivo Financiero del PDN

- Mantener un resultado positivo que permita generar los recursos financieros necesarios para su operación, mantenimiento e inversión, medido por el indicador de generación de caja EBITDA*.

*Porcentaje de la utilidad antes de los Costos Financieros (Intereses, Impuestos, Depreciación y Amortización), con respecto a los Ingresos.

Cumplimiento del Plan de Optimización

No se llevó a cabo retiro de Unidades en 2018, debido a que la ejecución del Plan de Optimización está sujeto a que CENACE dé a conocer los siguientes documentos:

- Lineamientos sobre el funcionamiento de la Subasta de Confiabilidad, la cual deberá de dictar la baja o no de las Unidades.
- Listado de Unidades con capacidad de Arranque Negro, necesarias para la confiabilidad del Sistema.

Adicionalmente, es importante destacar que el plan de optimización está sujeto a negociación y aprobación de la CRE; en caso de que el regulador no considere oportuno ejecutar la optimización del parque de generación específico, éste deberá cubrir los costos fijos de cada Central, obteniéndose el mismo ahorro identificado.

Actividades relevantes durante 2018

En enero de 2018 se publica en el Diario Oficial de la Federación el Estatuto Orgánico de CFE Generación III.

En abril de 2018, en el Consejo de Administración de CFE Generación III se obtuvo la aprobación del Plan de Negocios 2018-2022.

En junio de 2018, el Consejo de Administración de CFE Generación III aprueba el Portafolio de Proyectos y Programas de Inversión de CFE Generación III 2019-2023 para su integración al Mecanismo de Planeación de la CFE; además de la puesta en servicio del SINERGIA el cual permite obtener una capacidad adicional de 90 MW en las 6 Turbinas de Gas de la CCC Manuel Álvarez Moreno.

En diciembre de 2018, se autoriza a la EPS un presupuesto para inversión de 2,006 MDP para llevar a cabo eficazmente 84 proyectos de mantenimiento programados y modernización del parque de generación en el año 2019, mejorando la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación.

Resultado de Indicadores Estratégicos

En 2018, la empresa orientó los aspectos estratégicos de su gestión basados en el siguiente tablero de indicadores:

Indicador / Programa / Resultado	2017 Real	2018	
		Meta	Real
1. Disponibilidad Propia (DP)	89.82	88.04	88.02
2. Disponibilidad Falla + Decremento	3.80	2.72	5.44
3. Tasa de Accidentes	(2)	0.323	0.045
4. Tasa de días perdidos	(2)	14.946	1.665
5. Reemplazo	86.63	84.01	85.59
6. Régimen Térmico Bruto	2,177.46	2,133.96	2,190.59
7. EBITDA ⁽¹⁾	15.30	-3.5	2.57

(1) Cifras con extracción al 08 de febrero de 2019

(2) Indicador de nueva creación

Régimen Térmico Bruto (kcal/kWhb): Cantidad promedio de Energía Calorífica consumida para generar un kilowatt-hora bruto, considerando el valor real del poder calorífico superior del combustible.

La desviación al indicador de *INDISPONIBILIDAD POR FALLA MÁS DECREMENTO* se debe principalmente a: CT Emilio Portes Gil, extensión en el mantenimiento de la Torre de Enfriamiento; CCC Presidente Juárez U9, Falla Compresor Axial de la Turbina de Gas y CT José Aceves Pozos, falla por 12 Tubos Rotos en Generador de Vapor.

- **Mantenimiento Programado.** En 2018, la EPS presentó rezago principalmente en el indicador de *Falla más Decremento*, esto motivado principalmente a que solo se asignó el 26% del monto solicitado en el anteproyecto para 2018, es decir se recibieron 595.3 de 2,302.19 MDP, situación que ocasiono que se modificaran los alcances de los

mantenimientos programados para efectuarse en el año y se redujera la Indisponibilidad por Mantenimiento en 30%, obteniéndose un valor de 6.54, mientras que se tenía una meta del 9.24.

Lo anterior se refleja en un aumento del 100% en la Indisponibilidad por Falla más Decremento con respecto a la meta planteada para 2018, obteniendo un valor real de 5.44 contra la meta de 2.72.

- **Portafolio asignado a la EPS.** A partir de la asignación del parque de generación a la EPS la supervisión de las Centrales se ha encarecido debido a las distancias existentes entre los Centros de Trabajo y las Subgerencias de Producción a las que fueron asignadas. Situación que difiere con la regionalización que existía anteriormente, la cual facilitaba el traslado de personal en caso de un siniestro o algún apoyo hacia la recuperación de la disponibilidad y confiabilidad de las Unidades.

Escenario Tecnológico

Ubicación Geográfica del Portafolio de CFE Generación III



Escenario Tecnológico a diciembre de 2018

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Vapor	Gas Natural/Combustóleo	7	19	3,088.00
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	18	2,647.83
Hidroeléctrico	Agua	5	18	2,217.50
Turbogas	Diésel	6	11	279.3
Combustión Interna	Diésel	1	5	7.15
Unidades Móviles	Diésel		10	127.3
Solar Fotovoltaica	Sol	1	1	1.0
Totales		24	78	8,368.08

De 2017 a la fecha, no se han llevado a cabo retiro de unidades ni adición en la Capacidad de Generación.

Generación Bruta y Neta 2018

En 2018, CFE Generación III tuvo una Generación Neta de 31,062 GWh. El 17.4% de dicha energía provino de fuentes limpias (Hidroeléctrica y una pequeña contribución de Fotovoltaica).

Generación bruta (MWh)

	Generación bruta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,344,763	1,074,312	1,349,924	1,324,390	1,217,359	1,161,025	1,456,417	1,503,370	1,302,561	1,063,199	934,044	1,024,500	14,755,863
Vapor	508,996	454,293	508,295	670,038	1,021,612	1,224,976	1,257,161	1,378,892	1,117,400	970,606	797,258	546,296	10,455,823
Hidroeléctrico	225,310	147,295	313,853	630,545	518,829	411,814	542,866	794,701	1,353,219	1,077,414	325,753	280,959	6,622,560
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	2,389	671	1,135	3,972	3,553	13,963	47,419	34,792	34,542	53,406	36,736	10,429	243,008
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	563	403	649	382	342	582	1,490	2,931	1,989	2,132	1,611	897	13,971
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	130	147	197	215	227	215	186	188	143	161	110	107	2,025
Total	2,082,152	1,677,121	2,174,052	2,629,541	2,761,922	2,812,576	3,305,539	3,714,875	3,809,854	3,166,917	2,095,512	1,863,189	32,093,251

	Generación bruta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	1,103,384	1,084,636	1,072,498	1,255,700	1,371,079	1,492,636	1,496,691	1,652,058	1,460,640	1,208,529	1,153,602	1,129,960	15,481,414
Vapor	375,566	417,869	670,691	828,624	1,030,349	1,350,977	1,273,383	1,499,884	1,225,596	1,016,331	785,579	554,982	11,029,831
Hidroeléctrico	236,003	401,278	500,177	431,574	649,646	571,294	488,501	338,626	519,112	462,631	506,553	349,242	5,454,638
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	2,626	1,046	1,209	5,021	18,713	45,552	39,076	54,569	47,709	20,882	14,343	3,802	254,546
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	863	445	318	430	877	1,705	2,181	2,260	2,249	1,482	838	1,185	14,833
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	133	130	186	205	230	216	184	174	168	139	129	100	1,994
Total	1,718,575	1,905,404	2,245,080	2,521,555	3,070,893	3,462,380	3,300,015	3,547,570	3,255,475	2,709,994	2,461,044	2,039,270	32,237,256

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	-241,379	10,325	-277,425	-68,690	153,720	331,611	40,274	148,688	158,080	145,330	219,558	105,459	725,551
Vapor	-133,430	-36,423	162,396	158,587	8,737	126,001	16,222	120,992	108,196	45,726	-11,679	8,685	574,008
Hidroeléctrico	10,693	253,983	186,324	-198,971	130,817	159,480	-54,365	-456,076	-834,107	-614,783	180,800	68,282	-1,167,921
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	237	374	74	1,049	15,159	31,589	-8,343	19,777	13,167	-32,524	-22,393	-6,627	11,538
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	300	42	-331	48	536	1,122	690	-671	260	-650	-773	288	861
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	4	-18	-10	-9	3	1	-2	-14	26	-22	19	-7	-32

Variaciones (2017 -2018)													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Total	-363,576	228,283	71,027	-107,986	308,971	649,804	-5,524	-167,304	-554,379	-456,923	365,532	176,081	144,005

Generación neta (MWh)

Generación neta (MWh) 2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ciclo Combinado	1,316,207	1,051,476	1,322,001	1,297,991	1,191,194	1,135,799	1,424,358	1,469,419	1,271,407	1,036,028	909,339	1,001,438	14,426,658
Vapor	471,777	420,954	468,881	624,607	952,588	1,143,260	1,177,008	1,289,720	1,041,112	902,455	735,062	501,419	9,728,842
Hidroeléctrico	223,107	146,063	311,405	625,905	514,947	409,036	539,868	789,667	1,345,274	1,070,354	323,259	278,567	6,577,451
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	1,939	390	501	1,859	1,177	5,269	15,826	10,718	9,184	20,247	13,827	1,046	81,984
Geotermoelectrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	199	245	278	221	193	296	1,186	1,632	1,411	1,914	1,486	825	9,887
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	127	144	191	207	219	206	178	180	137	155	106	104	1,954
Total	2,013,356	1,619,273	2,103,257	2,550,790	2,660,319	2,693,867	3,158,423	3,561,335	3,668,525	3,031,153	1,983,080	1,783,398	30,826,777

Generación neta (MWh) 2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ciclo Combinado	1,078,517	1,060,404	1,047,571	1,228,399	1,339,299	1,456,626	1,458,055	1,610,979	1,422,464	1,176,484	1,124,927	1,101,658	15,105,382
Vapor	343,310	387,034	619,854	772,854	965,781	1,266,081	1,187,120	1,404,833	1,142,859	944,040	726,947	512,361	10,273,074
Hidroeléctrico	233,880	397,892	496,160	428,608	645,129	567,658	485,412	336,788	516,417	459,411	502,618	346,612	5,416,584
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Turbogas	2,580	1,026	1,191	4,943	18,418	44,906	38,552	54,003	46,633	20,605	14,165	3,757	250,779
Geotermoelectrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	814	419	294	399	821	1,612	2,069	2,126	2,131	1,386	779	1,116	13,965
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	130	126	180	198	221	207	175	165	163	135	125	98	1,922
Total	1,659,230	1,846,899	2,165,250	2,435,400	2,969,669	3,337,089	3,171,382	3,408,895	3,130,667	2,602,061	2,369,562	1,965,602	31,061,706

Variaciones (2017 -2018)													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ciclo Combinado	-237,691	8,927	-274,430	-69,592	148,105	320,826	33,697	141,561	151,057	140,455	215,588	100,220	678,724
Vapor	-128,467	-33,920	150,973	148,246	13,193	122,822	10,112	115,113	101,748	41,586	-8,115	10,942	544,231
Hidroeléctrico	10,773	251,828	184,755	-197,297	130,181	158,622	-54,455	-452,878	-828,857	-610,943	179,359	68,045	-1,160,867
Carboeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

	Variaciones (2017 -2018)												
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Turbogas	641	636	690	3,083	17,241	39,636	22,726	43,285	37,449	358	338	2,712	168,794
Geotermoeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Combustión Interna	615	173	15	178	628	1,315	883	494	720	-528	-707	291	4,078
Eoloeléctrico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fotovoltaico	3	-18	-11	-9	3	1	-3	-14	26	-20	19	-6	-32
Total	-354,126	227,626	61,993	-115,390	309,350	643,223	12,959	-152,440	-537,858	-429,092	386,482	182,203	234,930

Principales Proyectos de Infraestructura 2018

Entre los logros más relevantes desarrollados en el pasado 2018 destacan los siguientes:

Descripción	Ubicación	Modalidad	Logros
Conversión a combustión dual de U3 CT Jose Aceves Pozos	Mazatlán, Sinaloa	Recursos Propios	Reducción de los Costos Variables de Generación y Emisiones de CO ₂ contribuyendo así a la mitigación de gases de efecto invernadero.
Rehabilitación U1 CT Jose Aceves Pozos	Mazatlán, Sinaloa	Recursos Propios	Rehabilitación de precalentadores de aire regenerativo y cambio de elementos de caldera U1 de la CT José Aceves Pozos, mejorando la Eficiencia y Confiabilidad de la unidad.
Adquisición del refaccionamiento y rehabilitación de partes calientes Turbina de Gas U10-U11 CCC Presidente Juárez	Rosarito, Baja California	Recursos Propios	Restablecimiento de la Capacidad nominal, lo cual impactará favorablemente los ingresos en el Mercado Eléctrico por venta de Energía y Balance de Potencia
Rehabilitación de Torre de Enfriamiento U3 CT Emilio Portes Gil	Rio Bravo, Tamaulipas	Recursos Propios	Aumento de la Energía Disponible y la Eficiencia Térmica.
Reparación Rodete de Turbina U2 CH La Villita	Lázaro Cárdenas, Michoacán	Recursos Propios	Aumento de la Energía Disponible y eliminación de Decremento de la unidad
Modernización Sistema de Control U3 CH Falcón	Cd. Guerrero, Tamaulipas	Recursos propios	Aumento de la Confiabilidad Operativa

Dentro de los proyectos relevantes para 2018, quedan pendientes por atender:

Proyecto	Ubicación	Descripción	Situación Actual
Adecuación Túnel Vertedor no. 3 de la CH Infiernillo	Michoacán, De Ocampo	Autorización de plurianual para atender requerimiento de adecuación del Túnel por parte de la CONAGUA por medida de seguridad inmediata por un monto de 19.8 MDP	Es necesario empezar la reparación en el presente ejercicio para que el túnel esté disponible a más tardar agosto 2019, por temporadas de lluvias
Mecanismo de Uso y liberación de Regasificadora de Gas	Manzanillo, Colima	Términos de logística y uso de regasificadora para realizar concurso abierto para la adquisición de GNL.	Es necesario iniciar con proceso de concurso abierto de compra de GNL en cumplimiento al Plan de Negocios 2018 - 2022 ya que representa más del 60% del gasto de la Empresa
Adquisición de compresor unidad 9 CCC Presidente Juárez	Rosarito, Baja California	Autorización año siguiente, por daño reciente, el tiempo de entrega es de 12 meses por un monto de 240 MDP	La unidad 9 de CCC Presidente de 230 MW Juárez se encuentra fuera de servicio, Sistema aislado Baja California

Tablero de Indicadores Operativos Relevantes

Con respecto a los objetivos planteados en el Plan Operativo Anual 2018, se obtuvieron los siguientes resultados:

Núm	Indicador	UM	Resultado 2017 Diciembre	Programa 2018 Diciembre	Resultado 2018 Diciembre
1.	Capacidad Neta Efectiva	MW	7,889	7,889	7,889
2.	Energía Neta	GWh	30,827	28,687	31,062
3.	Eficiencia térmica neta (todas las unidades)	%	38.25	38.61	37.59
4.	Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	%	21.3	19.34	17.44
5.	Emisiones a la atmósfera de CO ₂	mTon	4,655	11,915	13,382
6.	Retiro Programado de Capacidad Instalada	MW	0	0	0
7.	Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Termoeléctricas)	Núm.	15	28	24
8.	Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Hidroeléctricas)	Núm.	15	21	16
9.	Adición de Capacidad por Proyectos Comprometidos	MW	0	0	0

(1) Cifras con extracción al 08 de febrero de 2019

Las causas principales por las cuales no se cumple con la meta establecida se muestra en la siguiente tabla:

Indicador	Causas
Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	Menor generación (351 GWh) de la CH Infiernillo, aunado a una mayor generación del proceso Termoeléctrico.
Emisiones a la atmósfera de CO₂	Mayor consumo de combustóleo con relación a lo programado, derivado de una mayor generación del proceso Termoeléctrico

Indicador	Causas
Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Termoeléctricas)	Reprogramación para el 1 ^{er} semestre 2019 de los mantenimientos de la CCC Presidente Juárez U8, U10 y U11 y CCC Emilio Portes Gil U4, derivado de una revisión de alcances.
Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Hidroeléctricas)	Reprogramación para el 1 ^{er} semestre del 2019 de los mantenimientos de la CH Carlos Ramírez Ulloa U3, CH La villita U1 y CH Falcón U1 y U2, por restricciones del CENAL y CH Infiernillo U3 se cancela por extensión de mantenimiento de la U1 verificando su posible reprogramación.

Utilización de Fuentes Primarias de Energía

Se anexa comparativo anual 2016-2018 de la utilización de fuentes primarias de Energía.

Fuente primaria de Energía	2016	2017	2018
Consumo de agua turbinada (m3)	6,915,477	4,640,637	5,802,323
Consumo de combustóleo (m3)	909,040	1,389,325	1,152,246
Consumo de diésel (m3)	47,310	47,214	131,405
Consumo de gas (Miles m3)	5,037,421	4,445,149	5,029,484

Energías Limpias

La EPS cuenta con 5 Centrales Hidroeléctricas y 1 Central Fotovoltaica, representando el 27% de la Capacidad Efectiva total, aportando en 2018 el 17.4% de la Generación Neta total.

Centrales	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
CFV Santa Rosalía	1.92	0.01%
CH Falcón	64.98	0.21%
CH Infiernillo	2,808.20	9.04%
CH Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	1,197.28	3.85%
CH La Amistad	92.74	0.30%
CH Villita	1,253.38	4.04%
CFE Generación III	31,061.71	17.44%

Las Centrales de Infiernillo, Villita y Carlos Ramírez Ulloa generan el 97% del total de la Generación Neta de energías limpias de la EPS.

Avances del Proyecto de Conversión de Centrales



Entre 2015 y 2018, la EPS convirtió a Gas Natural 1,252 MW, representando el 15% de la Capacidad Efectiva Total, logrando con ello una disminución en el Costo Variable de Generación.

Centrales	Capacidad Efectiva (MW)	Fecha de Conclusión del Proyecto
CT Puerto Libertad	632	U1: 08-may-2015 U2: 13-may-2015 U3: 26-may-2015 U4: 16-may-2015
CT Juan de Dios Bátis Paredes	320	U1: 21-ago-2017 U2: 07-ago-2017
CT José Aceves Pozos	300	U3: 24-ago-2018

Operaciones en el Mercado Eléctrico

Durante 2018, CFE Generación III, participo en las siguientes operaciones de mercado:

Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista

Empresa Privada

Mes	Número de Operaciones en el MEM	MWh
Marzo	1296	155,520
Abril	1440	172,800
Mayo	1488	178,560
Junio	1440	172,800
Julio	1488	178,560
Agosto	1488	178,560
Septiembre	1440	172,800
Octubre	1488	178,560
Noviembre	1440	172,800
Diciembre	1488	178,560

CFE Suministrador de Servicios Básicos

Mes	Número de Operaciones en el MEM	MWh
Enero	3693	874,371
Febrero	4289	1,208,124
Marzo	4833	1,423,804
Abril	5306	1,632,377
Mayo	6707	2,423,826
Junio	6683	2,527,242
Julio	6887	2,094,427
Agosto	8393	2,717,145
Septiembre	6986	2,338,576
Octubre	5367	1,600,742
Noviembre	4571	1,366,918
Diciembre	4536	1,075,692

CFE Calificados, S.A. de C.V.

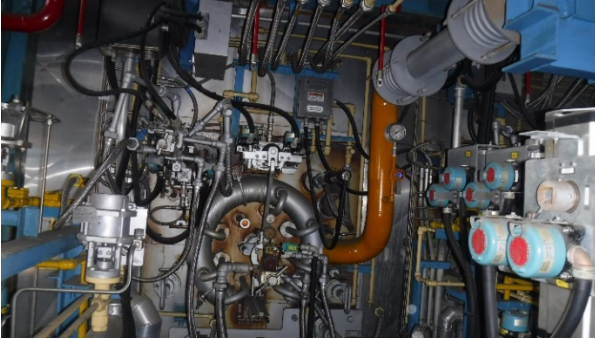
Mes	Número de Operaciones en el MEM	MWh
Enero	117	1,989
Febrero	216	3,672
Marzo	371	6,307
Abril	366	6,222

Ofertas de Energía

Venta MDA			Compra MDA		
Mes	Número de Ofertas realizadas en el MEM	MWh	Mes	Número de Ofertas realizadas en el MEM	MWh
Enero	1767	4,716,187	Enero	31	1,327
Febrero	1596	4,246,089	Febrero	28	1,226
Marzo	1767	4,155,615	Marzo	31	1,389
Abril	1710	4,369,313	Abril	30	1,374
Mayo	1767	4,467,916	Mayo	31	1,451
Junio	1710	4,736,913	Junio	30	1,434
Julio	1767	4,956,476	Julio	31	1,513
Agosto	1767	4,915,501	Agosto	31	1,544
Septiembre	1710	4,717,211	Septiembre	30	1,524
Octubre	1767	4,759,476	Octubre	31	1,606
Noviembre	1710	4,486,635	Noviembre	30	1,584
Diciembre	1767	4,881,542	Diciembre	31	1,668

MDA= Mercado Día en Adelanto

Reporte Fotográfico



Conversión a Gas U3 CT José Aceves Pozos Gil



Torre de Enfriamiento U3 CT Emilio Portes Gil



Modernización Sistema Control CH Falcón



Reparación Rodete de Turbina CH La Villita

CT Presidente Juárez



CFE Generación IV

Escenario tecnológico 2018 comparado con 2017

La capacidad de las centrales eléctricas de la EPS CFE Generación IV es de 9,422 MW, teniendo en operación 8,412 MW y de nuevos proyectos 1,010 MW, con C.C Empalme II, C.H Chicoasén II, de los cuales el 38% corresponde a tecnología Hidroeléctrica, 29% Carboeléctricas, 13% Ciclo Combinado, 12% Vapor convencional y 8% a Turbogás. Este escenario tecnológico se ha mantenido durante los años 2017 y 2018.

La diversidad de tecnologías con las que cuenta la EPS, presenta una fortaleza en lo que refiere a participación de mercado, derivado que el 70% de su capacidad es considerada energía base para el sistema, pudiendo aportar con únicamente 3 de sus centrales generadoras: CT Presidente Plutarco Elías Calles (Petacalco), CH Manuel Moreno Torres (Chicoasén) y CH Belisario Domínguez (Angostura), hasta el 15% de la Generación del Sistema Eléctrico Nacional.

Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

Generación bruta (MWh)

	Generación bruta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	363,884	325,709	381,186	379,392	387,304	342,897	354,532	369,203	364,883	399,755	388,545	374,024	4,431,315
Vapor	12,006	108,545	92,921	131,933	352,355	408,933	411,464	419,928	387,435	493,396	372,031	251,184	3,442,131
Hidroeléctrico	120,144	296,734	366,420	679,004	1,171,031	1,166,301	242,646	443,424	564,696	546,208	607,774	205,676	6,410,056
Carboeléctrico	1,528,118	1,418,015	1,585,758	1,420,974	1,462,168	1,607,178	1,742,535	1,815,816	1,509,780	1,556,750	1,385,592	1,048,585	18,081,269
Turbogás	20,292	25,692	34,625	40,548	53,208	94,538	80,605	95,090	57,703	68,629	42,751	27,633	641,314
Total	2,044,443	2,174,695	2,460,910	2,651,850	3,426,067	3,619,846	2,831,782	3,143,460	2,884,497	3,064,738	2,796,694	1,907,102	33,006,085

	Generación bruta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	408,801	320,687	400,737	267,400	167,878	231,101	258,814	276,045	348,070	345,670	227,970	270,429	3,523,603
Vapor	94,142	208,940	305,237	402,873	438,494	434,845	405,777	471,483	368,896	243,992	111,748	98,325	3,584,752
Hidroeléctrico	368,271	467,314	616,664	813,081	1,349,432	1,265,445	747,646	629,543	297,697	295,370	109,249	47,596	7,007,308
Carboeléctrico	1,114,438	1,273,927	1,815,390	1,549,828	1,797,771	1,707,362	1,313,319	1,575,153	1,277,852	1,383,064	1,308,768	1,160,354	17,277,226
Turbogás	38,215	38,060	32,690	17,639	19,907	33,104	68,290	72,636	51,393	18,901	14,859	11,762	417,458
Total	2,023,867	2,308,927	3,170,718	3,050,822	3,773,482	3,671,858	2,793,846	3,024,861	2,343,908	2,286,998	1,772,594	1,588,466	31,810,347

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	44,917	-5,022	19,551	-111,992	-219,426	-111,796	-95,718	-93,158	-16,813	-54,085	-160,575	-103,595	-907,712
Vapor	82,137	100,395	212,316	270,940	86,138	25,912	-5,687	51,555	-18,539	-249,403	-260,284	-152,859	142,621
Hidroeléctrico	248,127	170,580	250,244	134,078	178,401	99,144	505,000	186,120	-266,999	-250,838	-498,525	-158,080	597,252
Carboeléctrico	-413,680	-144,089	229,632	128,854	335,603	100,184	-429,216	-240,662	-231,928	-173,686	-76,824	111,769	-804,043
Turbogas	17,922	12,368	-1,935	-22,908	-33,301	-61,433	-12,315	-22,453	-6,310	-49,728	-27,892	-15,870	-223,856
Total	-20,576	134,232	709,808	398,971	347,415	52,011	-37,936	-118,599	-540,589	-777,740	-1,024,100	-318,636	-1,195,738

Generación neta (MWh)

	Generación neta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	355,677	317,961	372,152	370,611	378,214	334,616	346,070	360,552	356,243	390,547	379,749	365,689	4,328,082
Vapor	9,605	97,273	84,490	121,935	325,105	378,376	380,180	388,112	359,031	457,909	345,006	231,610	3,178,632
Hidroeléctrico	118,691	294,419	366,395	675,645	1,165,287	1,160,573	240,132	442,676	562,206	543,701	605,103	204,741	6,379,568
Carboeléctrico	1,422,034	1,318,210	1,474,131	1,326,917	1,366,363	1,503,402	1,624,952	1,696,775	1,404,510	1,453,683	1,295,333	974,043	16,860,353
Turbogas	20,084	25,478	34,277	40,192	52,704	93,784	80,018	94,429	57,269	68,100	42,405	27,419	636,159
Total	1,926,091	2,053,341	2,331,445	2,535,300	3,287,673	3,470,751	2,671,351	2,982,544	2,739,260	2,913,941	2,667,595	1,803,502	31,382,794

	Generación neta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	399,797	313,390	391,754	260,961	163,535	225,187	252,330	269,263	339,679	337,601	222,798	264,089	3,440,384
Vapor	86,475	193,267	281,842	372,402	405,425	404,059	372,401	437,574	339,916	224,014	102,650	88,744	3,308,769
Hidroeléctrico	366,529	465,110	613,701	809,428	1,343,262	1,259,547	743,993	626,503	296,275	293,768	108,729	47,362	6,974,206
Carboeléctrico	1,033,891	1,187,877	1,698,996	1,448,748	1,682,614	1,596,272	1,212,412	1,467,364	1,188,909	1,286,153	1,220,982	1,079,312	16,103,529
Turbogas	37,951	37,787	32,496	17,497	19,731	32,825	67,665	72,042	50,871	18,755	14,784	11,701	414,104
Total	1,924,643	2,197,430	3,018,788	2,909,036	3,614,567	3,517,889	2,648,801	2,872,746	2,215,651	2,160,290	1,669,944	1,491,208	30,240,993

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	44,120	-4,571	19,601	-109,650	-214,679	-109,429	-93,740	-91,289	-16,564	-52,946	-156,952	-101,600	-887,698
Vapor	76,871	95,993	197,352	250,467	80,320	25,683	-7,779	49,462	-19,115	-233,896	-242,355	-142,866	130,137
Hidroeléctrico	247,838	170,691	247,306	133,783	177,975	98,974	503,861	183,827	-265,932	-249,934	-496,373	-157,379	594,638
Carboeléctrico	-388,143	-130,334	224,865	121,831	316,251	92,870	-412,540	-229,411	-215,601	-167,530	-74,351	105,270	-756,824
Turbogas	17,867	12,309	-1,781	-22,695	-32,973	-60,959	-12,354	-22,387	-6,397	-49,345	-27,621	-15,718	-222,055
Total	-1,448	144,088	687,343	373,736	326,894	47,138	-22,550	-109,798	-523,609	-753,651	-997,652	-312,293	-1,141,801

Principales proyectos de infraestructura 2018

Proyecto	Tecnología	Capacidad (MW)	Inversión en Millones de Dólares (mdd)		Fechas Relevantes				Avance Físico %		
			Monto de Contrato	Total	Inicio de la Construcción	Entrada en operación de contrato	Entrada en operación contractual o convenio vigente	Entrada en operación estimada	Prog.	Real	Atraso
313 CC Empalme II	Ciclo combinado	791	397	402	26-oct-15	28-abr-18 (1) 18-Ago-18 (2)	17-may-18	01-mar-19	100	99.727	-0.273
289 CH Chicoasén II	Hidroeléctrica	240	386	436	29-ene-15	02-jul-18	oct-18	+35 meses a partir del reinicio	100	22.54	-77.46
Total Generación IV: 2 proyectos		1,031	783	838							

(1) Fecha Programada de Aceptación Provisional Original

(2) Fecha Programada de Aceptación Provisional reconocida para el Convenio Modificatorio No. 2, en proceso de formalización.

Proyecto 313 Ciclo Combinado Empalme II

La Central de Ciclo Combinado Empalme II, se localiza en el municipio Empalme, Sonora. Se construye bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF) por el Consorcio: "DUNOR ENERGIA, S.A.P.I. DE C.V.", "Duro Felguera, S.A.", "Elecnor, S.A.", "Elecnor México, S.A. de C. V.", por un monto adjudicado de \$ 397 MDD.

La Central de tecnología Ciclo Combinado con configuración 2TGx1TV y una capacidad instalada de 791.167 MW netos, opera con gas natural, cuenta con dos turbinas de gas (TG) marca Siemens modelo SGT6-8000H, una turbina de Vapor (TV) marca Doosan Skoda modelo MTD70-CCPP, y dos Generadores de Vapor por Recuperación de Calor (HRSG) marca CERREY, cuenta con un sistema de enfriamiento principal con condensador de tipo abierto con agua de mar mediante una obra de toma submarina y una obra de descarga submarina al mar, y sus sistemas auxiliares, sistema de suministro de Combustible, sistemas eléctricos, la interconexión de las unidades a la subestación blindada aislada con gas Hexafloruro de Azufre (SF6) en 400 kV.

El Proyecto "313 CC Empalme II" asignado a CFE Generación IV, es administrado por la Coordinación de proyectos Termoeléctricos (CPT) de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI), inicio su construcción el 26 de octubre del 2015.

El proyecto presentó problemas en la transferencia de equipos de construcción a puesta en servicio, por refabricación de nuevo rotor de baja presión de turbina de vapor por fallas en su fundición, tendido de cables de los diferentes sistemas, problemas de control de voltaje en línea A3N80 de 400kV que dejaba fuera los servicios propios de la Central, modificación contractual en arquitectura de comunicación de voz y datos (SCADA) derivado de los nuevos requerimientos de CENACE, entre otros.

Al cierre del mes de diciembre de 2018, se reporta un avance global del 99.727 %, con una desviación de -0.273 % ante un programado de 100%; lo anterior, debido a atraso en el programa de puesta en servicio con un avance real en este rubro de 96.583 % contra un avance programado del 100%, estimando la terminación en marzo de 2019.

Proyecto 289 Central Hidroeléctrica Chicoasén II

El Proyecto Hidroeléctrico Chicoasén II se ubica en el municipio de Chicoasén, Chiapas, 8.5 km aguas abajo de la Central Hidroeléctrica Manuel Moreno Torres (C.H. Chicoasén); con una capacidad de generación de 240 MW y una inversión de 386 millones de dólares (MDD).

El Proyecto “289 CH Chicoasén II” asignado a CFE Generación IV, es administrado por la Coordinación de proyectos Hidroeléctricos (CPH) de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI), inicio su construcción el 29 de enero del 2015 bajo el esquema de Obra Pública Financiada por el Consorcio integrado por OMEGA CONSTRUCCIONES INDUSTRIALES, S.A. DE C.V. / SINOHYDRO COSTA RICA, S.A. / DESARROLLO Y CONSTRUCCIONES URBANAS, S.A DE C.V. / CAABSA INFRAESTRUCTURA, S.A. DE C.V.

El Contrato consiste principalmente en la construcción de una obra de desvío sobre la margen derecha del río Grijalva que incluye: un canal de desvío de sección trapezoidal a cielo abierto de y dos ataguías en el cauce del río; obra de contención conformada por dos muros de cierre en ambas márgenes; obra de generación con canal de llamada y casa de máquinas al exterior sobre el cauce, equipada con tres Unidades tipo Bulbo de 80,00 MW de potencia cada una con una potencia nominal total de 240,00 MW y una generación media anual de 591 GWh; obra de excedencias integrada por: un vertedor de servicio con un canal vertedor a cielo abierto ambos controlados por medio de compuertas radiales, adicionalmente contará con una Subestación Eléctrica tipo encapsulada SF6 ubicada en la margen derecha cercana a las demás estructuras.

El avance global de la construcción al cierre del mes de diciembre de 2018 es: programado de 100%, real de 22.54%, con un atraso de 77.46%. Un mes posterior al inicio de la construcción del proyecto se presentaron 23 interrupciones en la ejecución del proyecto ocasionadas por diferentes situaciones. El evento 23 fue el de mayor duración, inició el día 12 de julio de 2016, siendo liberado el sitio de forma pacífica el día 21 de junio de 2017 derivado de la intervención del Gobierno del Estado. A partir de la reapertura del sitio de las obras, el consorcio constructor tomó la determinación de manera unilateral de no continuar con las actividades en el sitio del Proyecto.

El 18 de agosto del 2017, el contratista interpuso a CFE una demanda en la corte arbitral de Londres, reclama la rescisión o la terminación anticipada del contrato por supuestas causas imputables a la CFE y un pago de 223 MDD (164 MDD del valor de terminación para el consorcio y 59 MDD por daños y perjuicios causados por paros y bloqueos). La CFE por conducto del Abogado General, con el apoyo de las áreas técnicas de la DCIPI y juntamente con el Despacho Holland & Knight atiende la defensa legal en el arbitraje.

El 08 de marzo de 2018, la CFE notificó al Contratista el inicio del procedimiento de rescisión administrativa del Contrato, por 7 incumplimientos del Contratista posteriores a la liberación de los accesos al Sitio (esto es entre el periodo de junio de 2017 a marzo de 2018). Al cierre de la fecha de elaboración del presente informe, se encontraba pendiente la resolución definitiva del procedimiento de rescisión administrativa.

Tablero de indicadores operativos relevantes

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2017	2018	De 2017 a 2018
1. Capacidad Neta Efectiva (MW)	7,997	7,997	0
2. Energía Neta (GWh)	31,383	30,344	-1,039
3. Eficiencia Térmica Neta (%)	34.19	33.98	-0.21
4. Porcentaje de Energías provenientes de fuentes limpias y renovables (%)	20.33	23.06	2.73
5. Emisiones a la atmosfera de CO ₂ (mTons)	20,591	19,909	-682
6. Retiro Programado de Capacidad Instalada (MW)	0	0	0
7. Cumplimiento al mantenimiento de Centrales Termoeléctricas (No.)	21	26	5
8. Cumplimiento al mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas (No.)	7	7	0
9. Adición de capacidad por proyectos comprometidos.	0	0	0

Nota: Los valores de las variaciones entre los dos años se reportan como resta 2018-2017

1. CAPACIDAD NETA EFECTIVA

No existe variación al mantenerse el mismo escenario tecnológico en el portafolio de centrales durante el año 2017 y 2018.

2. GENERACIÓN NETA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Se alcanzó una Energía Neta en el año 2018 de 30,344 GWh mientras que el año 2017 se generó 31,383 GWh, la principal desviación fue en el proceso Carboeléctrico y Ciclo Combinado por el índice de fallas ocurrido en estos procesos.

3. EFICIENCIA TÉRMICA NETA (TODAS LA UNIDADES)

En el año 2018 el resultado fue menor que el 2017 debido a diferente problemática en las centrales siguientes:

- C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco). la U1 y U2 operaron con un calentador menos por falla y las U3 y U4 trabajan con un alto porcentaje de fugas en los precalentadores de aire regenerativos por las horas de operación acumuladas.
- C.T. Benito Juárez (Samalayuca). Las unidades 1 y 2 presentan desviación debido a decrementos por el adelgazamiento de espesores de la tubería de los generadores de vapor y por pérdida de vacío en el condensador principal.
- C.TG Chávez por operación de bajas cargas de las unidades generadoras.

4. PORCENTAJE DE ENERGÍA PROVENIENTE DE FUENTES LIMPIAS Y RENOVABLES.

En el 2018 se tiene un porcentaje mayor debido a que el proceso hidroeléctrico generó en mayor proporción al 2017, en relación al total de generación de todos los procesos.

5. EMISIONES A LA ATMOSFERA DE CO₂ (mTons)

Se tiene una desviación favorable, debido a que se consumió menor cantidad de combustible que la referencia del 2017, en parte a la menor generación del proceso termoeléctrico así como al programa de puesta a punto de los generadores de vapor.

6. RETIRO PROGRAMADO DE CAPACIDAD INSTALADA (MW)

Durante los 2 años observados no se ha tenido retiro de capacidad instalada.

7. CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS (Num)

Se presentó en el 2018 un número mayor de mantenimientos en función a las necesidades de las Centrales así como al presupuesto autorizado.

8. CUMPLIMIENTO AL MANTENIMIENTO DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS (Num)

Se tiene el mismo número de cumplimiento para ambos años, quedando también al igual que el proceso termoeléctrico en función de las necesidades y presupuesto de las Centrales Generadoras.

9. ADICIÓN DE CAPACIDAD POR PROYECTOS COMPROMETIDOS (MW)

Se tenía considerado para el año 2018 la terminación de los proyectos de la CC Empalme II el 28 abril 2018 y la CH Chicoasén II el 2 julio 2018, los cuales no concluyeron en su fecha contractual.

Utilización de Fuentes primarias.

Se anexan tablas con valores totales de fuentes primarias de energía de los procesos del parque de generación de la EPS IV

	2016												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Combustóleo (Gcal)	120.3	310.0	401.7	187.1	236.5	238.0	268.9	213.6	215.1	191.6	175.9	72.3	2,631.0
Diesel (Gcal)	33.3	10.0	5.8	14.5	17.3	20.6	41.2	22.4	14.2	20.4	26.3	18.6	244.5
Gas Natural (Tcal)	1,157.1	809.9	1,226.5	1,569.8	1,291.5	1,476.2	1,542.7	1,353.6	1,170.1	1,113.4	1,284.5	1,000.1	14,995.6
Carbón (Tcal)	2,665.6	3,577.4	4,266.3	4,124.1	3,946.4	3,784.2	3,985.0	3,777.3	3,015.6	2,778.0	2,755.5	3,219.9	41,895.3
Agua Turbinada (Mm3)	0.7	1.4	2.1	2.3	2.4	2.0	2.1	2.0	1.6	0.9	0.2	0.4	18.2

	2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Combustóleo (Gcal)	35.4	65.5	66.3	140.3	470.4	485.7	404.9	370.7	251.4	535.4	396.5	110.4	3,332.9
Diesel (Gcal)	9.5	5.8	2.3	13.2	30.5	76.0	45.6	36.8	59.4	50.0	31.2	24.4	384.6
Gas Natural (Tcal)	762.0	721.6	1,263.6	1,101.1	1,387.6	1,585.7	1,663.4	1,816.2	1,654.9	1,733.5	1,484.3	1,348.6	16,522.5
Carbón (Tcal)	3,614.8	3,380.6	3,759.8	3,331.0	3,394.7	3,771.3	4,140.1	4,329.9	3,587.8	3,665.1	3,255.8	2,428.2	42,659.0
Agua Turbinada (Mm3)	0.3	0.8	1.1	1.9	3.3	3.3	0.6	1.2	1.4	1.4	1.7	0.5	17.5

	2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Combustóleo (Gcal)	118.9	252.4	438.3	279.6	433.4	514.4	488.7	409.2	448.9	290.5	122.9	125.4	3,922.8
Diesel (Gcal)	15.7	13.4	4.4	15.1	55.1	90.3	49.7	43.8	67.0	22.5	14.5	13.6	405.2
Gas Natural (Tcal)	1,047.0	1,060.0	1,237.3	1,382.3	1,101.6	1,142.8	1,352.5	1,645.3	1,363.5	1,120.3	676.2	710.3	13,838.9
Carbón (Tcal)	2,635.1	2,976.8	4,222.4	3,608.0	4,254.1	4,050.7	3,252.9	3,770.5	3,058.1	3,321.5	3,092.7	2,745.2	40,987.9
Agua Turbinada (Mm3)	1.0	1.3	1.7	2.3	3.8	3.6	2.1	1.7	0.7	0.8	0.3	0.1	19.3

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Combustóleo (Gcal)	83.6	186.9	371.9	139.3	-37.0	28.6	83.8	38.5	197.5	-244.8	-273.6	15.0	589.8
Diesel (Gcal)	6.2	7.6	2.1	1.9	24.6	14.4	4.1	7.0	7.7	-27.5	-16.6	-10.7	20.7
Gas Natural (Tcal)	285.0	338.4	-26.4	281.2	-286.0	-442.9	-310.9	-170.9	-291.5	-613.2	-808.1	-638.3	-2,683.6
Carbón (Tcal)	-979.7	-403.7	462.7	277.0	859.3	279.4	-887.2	-559.4	-529.7	-343.5	-163.2	316.9	-1,671.1
Agua Turbinada (Mm3)	0.7	0.5	0.6	0.3	0.4	0.3	1.5	0.6	-0.6	-0.6	-1.4	-0.4	1.8

Energías limpias.

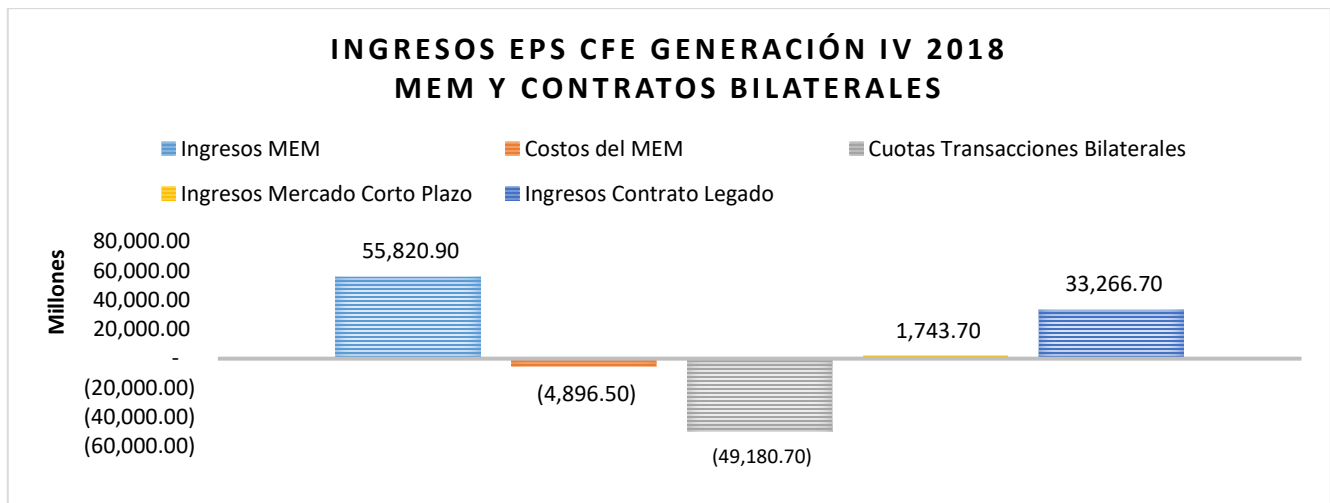
En CFE Generación IV el rubro de Energías Limpias lo integra la generación del parque hidroeléctrico que incluyen las Centrales de Manuel Moreno Torres (Chicoasén) y la Central Belisario Domínguez (Angostura). Al cierre de 2018, la generación neta reportada por ambas centrales fue de 6,974.2 GW lo que arroja un 23.06 % de energías limpias del total de generación neta de la EPS IV.

Operaciones en el Mercado Eléctrico

El 28 de agosto de 2017 se firmó el Contrato de Cobertura eléctrica para la compraventa de Potencia y Energía entre CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Generación IV, iniciando operaciones a partir del 23 de octubre de 2017, cuya facturación durante el año 2018 para CFE Generación IV fue de \$ 37,817 mdp.

Así mismo se firmaron 2 contratos bilaterales, por los cuales se facturó un monto total de \$ 134 mdp.

Durante el periodo de 2018 se obtuvieron ingresos netos por venta de energía de \$ 35,758 mdp⁸, que incluye a los ingresos del Mercado de corto plazo, Contrato Legado y Contratos Bilaterales realizados.



Se presenta la gráfica de ingresos por Central, siendo las de mayores ingresos la C.T. Plutarco Elías Calles (Petacalco), C.T. Manzanillo II, y C.C.C. Samalayuca II.

⁸ Cifra preliminar sujeta a cierre dictaminado anual de Estados Financieros del corporativo y de la subsidiaria.

Actividades particulares de la Empresa Productiva de Generación IV.

Conversión de Biomasa en la Central Carboeléctrica Petacalco.

El proyecto consiste en desarrollar cadena de suministro y la adecuación de Generadores de Vapor de las unidades de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco) para la utilización de Biomasa como combustible, utilizando un 5% de combustión conjunta de biomasa y carbón en la caldera de la unidad 1, equivalente a una capacidad de generación de hasta 17.5 MW. Actualmente se autorizó la aportación de fondos del FOTEASE (Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía) para ejecutar la propuesta de CIFRA2 para obtener un estudio que permita asegurar la cadena de suministro de biomasa en la central. Proyecto impulsado por la Secretaría de Energía.

Proyecto Desalinización en C.T. Punta Prieta.

El 8 de diciembre 2015 se firma memorándum de entendimiento entre la Subdirección de Generación (SDG) y empresa privada para el análisis y posible desarrollo conjunto de un proyecto, para la cobertura del déficit y atención a la demanda futura de agua potable en La Paz, Baja California Sur. En mayo del 2016, la empresa presenta propuesta a CFE, con alternativas de participación en conjunto, utilizando la infraestructura de la Central Termoeléctrica Punta Prieta. Considerando las alternativas presentadas por la empresa, se formalizó acuerdo de colaboración bajo el esquema de arrendamiento de predio y compra de agua salada de desecho, que represente una mayor oportunidad de negocio para ambas partes, para contribuir de manera responsable en la solución de una problemática social existente, por los servicios de agua potable en la comunidad dentro del entorno de la Central, contemplando las siguientes condiciones suspensivas:

- Previo a que se inicien los efectos del presente Contrato, la empresa, deberá firmar contrato de Prestación de Servicios con el Municipio de La Paz, Baja California Sur, para la venta de agua desalada.
- Que sea otorgada a la C.T. Punta Prieta, la ampliación al Título de Concesión para ampliar la cantidad de agua a desalar.

Una vez atendidas las condiciones suspensivas, formalizar contrato para iniciar la obra.

De acuerdo a las condiciones suspensivas del contrato la fecha perentoria es el 16 de abril del 2019 (8 meses posterior a la fecha de la firma del contrato).

Representación de activos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

El pasado 22 de enero de 2018 se formalizó contrato de prestación de servicios y representación de una central eléctrica que consta de un biodigestor para alimentar unidad de 2 MW, ubicada en Durango, que tiene por objeto representar a la central en el Mercado Eléctrico Mayorista para la venta de los productos de energía, Potencia y CEL, obtenido la EPS CFE Generación IV por los servicios prestados un ingreso anual de 84 mil dólares.

C.T. Petacalco.



CC Empalme II.



C.T. Manzanillo II.



C.H. Chicoasén.



C.T. Samalayuca.



CFE Generación V

El “ACUERDO de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada CFE Generación V.”, establece en el Artículo 2, que:

“tiene por objeto realizar las actividades de generación que amparan los contratos de producción independiente de energía suscritos por la Comisión Federal de Electricidad, a través de las Centrales Externas Legadas, así como los demás contratos de esa naturaleza que deba suscribir la Comisión, conforme a lo previsto en la Ley de la Industria Eléctrica y para representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a las referidas Centrales Externas Legadas. En todo caso, deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.”

El Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicado en el Diario Oficial el 31 de mayo de 1993, Artículo 2, Fracción XXII, define al Productor Externo como *“Titular de un permiso para realizar actividades de generación que no constituyen servicio público”*.

Asimismo, el Artículo 108 de dicho Reglamento, indica que: *“Se considera producción independiente, la generación de energía eléctrica proveniente de una planta con capacidad mayor de 30 MW, destinada exclusivamente a su venta a la Comisión o a la exportación”*.

Los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada (Contratos), suscritos entre la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y los Productores Externos de Energía (PEE), no fueron cedidos a la EPS CFE Generación V, no obstante sí le fue conferida toda la responsabilidad para llevar a cabo una adecuada y estricta administración de los mismos conforme se indica en el objeto de su ACUERDO de creación. En este sentido la EPS CFE Generación V es la responsable de vigilar y supervisar que tanto los PEE como la CFE cumplan a cabalidad las obligaciones técnicas, administrativas, financieras, legales, fiscales, operativas, de facturación, precios de combustible, etc., que se deriven de los Contratos.

Derivado del cumplimiento de las citadas obligaciones contractuales, esta empresa se asegura que los pagos que realiza la CFE a los PEE correspondan estrictamente a la Capacidad de Generación de Energía Eléctrica puesta efectivamente a disposición de la CFE y a la Energía Eléctrica entregada, conforme a las propuestas económicas y valores garantizados establecidos en los Contratos.

De acuerdo con los Contratos, las Centrales de los PEE son programadas y despachadas por el CENACE como si las mismas fueran de las propias instalaciones generadoras de la CFE, de una

manera compatible con los Límites Técnicos, las Prácticas Prudentes de la Industria, los Procedimientos de Despacho de la CFE y los requerimientos de las Leyes Aplicables; de donde se desprende que esta empresa sí realiza actividades de generación a través de las Centrales Externas Legadas (CEL) en coordinación con el CENACE en cuanto a su operación y participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

La EPS CFE Generación V conforme al objeto indicado en su ACUERDO de creación, también es la responsable de representar a las Centrales Externas Legadas ante el Mercado Eléctrico Mayorista. Para dicho fin esta empresa recopila, concentra e integra la información técnica y de precios de la energía para elaborar y presentar las ofertas ante el CENACE, observando en todo momento las Reglas de Mercado y evitando incurrir en incumplimientos que pudieran derivar en penalizaciones millonarias por parte del CENACE.

En caso de que la potencia, energía eléctrica y servicios conexos fueran efectivamente vendidas al mercado, le representarían a la EPS CFE Generación V ingresos importantes.

En este orden de ideas, si consideramos como ejemplo los datos financieros del año 2018, se puede elaborar un Estado de Resultados con base en los pagos totales realizados a los PEE y los ingresos netos que se hubieran obtenido por la venta de la potencia, energía eléctrica y servicios conexos en el MEM, con lo que se hubiese obtenido un rendimiento (valor económico) de aproximadamente 39 mil millones de pesos (mdp) a favor de la EPS CFE Generación V, como se indica a continuación:

2018	IMPORTE EN PESOS ¹
Ingresos del MEM (Potencia, energía y servicios conexos)	\$141,567'963,943.31
Egresos del MEM (Servicios de Transmisión y CENACE)	\$ 15,290'742,888.19
Egresos por el Pago a PEE:	
• Cargos Fijos	\$27,030'567,038.00
• Cargos Variables	\$59,701'934,011.00
Resultado (valor económico)	\$39,544'720,006.12

¹ Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la EPS CFE Generación V y de la CFE.

Si bien el valor económico referido en el ejemplo anterior es real, éste no se ve reflejado en los Estados Financieros de la EPS CFE Generación V, debido a que de acuerdo con los "TÉRMINOS, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación" emitidos por la SENER y publicados el 25 de agosto de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, que tienen como objetivo minimizar los costos del Suministro Básico y permitir la reducción de las tarifas finales del Suministro Básico así como los costos por la

potencia, energía y servicios conexos, esta empresa se vio obligada a suscribir 34 Contratos Legados para igual número de CEL con la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos, mediante los cuales la propiedad de dichos productos es transferida a esta última a costo de Contrato y no a precio de Mercado, trasladándole de esta manera el valor económico antes descrito.

En conclusión, la cantidad de 39 mil mdp se traduce efectivamente en el valor económico que aportó la EPS CFE Generación V a la CFE durante el año 2018, en congruencia con el objeto indicado en su ACUERDO de creación.

Considerando que los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada no le fueron cedidos a la EPS CFE Generación V y que la propiedad de la potencia, energía eléctrica y servicios conexos se transfiere a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos a costo de Contrato mediante Transacciones Bilaterales Financieras, esta empresa no reporta el valor económico antes descrito en sus Estados Financieros.

La EPS CFE Generación V, para poder operar, suscribió un contrato de servicios el 01 de febrero de 2017 con la entonces Subdirección de Generación (SDG), ahora Subdirección de Negocios no Regulados (SNnR), a través del cual se acordó como contraprestación por el servicio de administración de dichos contratos y por la representación de las CEL en el Mercado Eléctrico Mayorista, el pago de los costos de operación incurridos más un margen de utilidad del 3.6% sobre dicha base. En este orden de ideas, esta empresa también reportó utilidades (no pérdidas) en congruencia con el objeto indicado en su ACUERDO de creación del orden de 9.5 millones de pesos⁹ para 2018.

PRINCIPALES OBJETIVOS

Los tres principales objetivos de la EPS CFE Generación V son:

- 1.1. Administrar los Contratos celebrados entre la CFE y los Productores Externos de Energía (PEE) de manera eficaz y eficiente.
- 1.2. Representar a las Centrales Externas Legadas de los Productores Externos de Energía en el Mercado Eléctrico Mayorista de conformidad con las disposiciones legales vigentes en forma eficaz y oportuna.
- 1.3. Operar los Contratos Legados suscritos con la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.

⁹ Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la EPS CFE Generación V y de la CFE.

Principales resultados 2018

Resultado Financiero de la operación de la EPS CFE Generación V

El Resultado Neto de la Operación por la Administración del Contrato de Prestación de Servicios Administrativos de la EPS CFE Generación V, a diciembre de 2018 fue de **9.5 Millones de Pesos¹⁰ (mdp)**. Este resultado no incluye lo relativo a los Contratos celebrados con los Productores Externos de Energía.

Resultados Operativos al cierre de Diciembre de 2018:

La EPS CFE Generación V es la responsable de vigilar y supervisar que tanto los PEE como la CFE cumplan a cabalidad las obligaciones técnicas, administrativas, financieras, legales, fiscales, operativas, de facturación, precios de combustible, etc., que se deriven de los Contratos.

Derivado del cumplimiento de las citadas obligaciones contractuales, esta empresa se asegura que los pagos que realiza la CFE a los PEE correspondan estrictamente a la Capacidad de Generación de Energía Eléctrica puesta efectivamente a disposición de la CFE y a la Energía Eléctrica entregada, conforme a las propuestas económicas y valores garantizados establecidos en los Contratos.

Derivado del cumplimiento de las obligaciones contractuales frente a los PEE y ante el Mercado Eléctrico Mayorista, la EPS CFE Generación V logró cumplir con los indicadores operativos de i) Energía Neta Facturada; ii) Eficiencia Térmica Neta Garantizada; y iii) Potencia Ofertada a Mercado iv) Capacidad Neta Demostrada como se muestra en la siguiente tabla:

¹⁰ Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la subsidiaria y de la CFE.

EPS CFE Generación V	2018	
	Meta	Resultado
Energía Neta Facturada (GWh) ⁽¹⁾	85,939	86,278
Eficiencia Térmica Neta Garantizada (%) ⁽²⁾	45.0	47.2
Capacidad Neta Demostrada (MW) ⁽³⁾	14,103.75	13,246.8

Notas al Cuadro

⁽¹⁾ Meta, Generación de predespacho, proporcionada por la Subdirección de Negocios no Regulados mediante correo electrónico del 19 de diciembre de 2017 proporcionada por la Subdirección de Evaluación Operativa, incluye centrales de ciclo combinado y centrales eólicas. Resultado, Energía Neta Facturada por los PEE.

⁽²⁾ Meta, Eficiencia Térmica Neta Garantizada en base al Contrato Programa y Contrato Gestión de 2018. Resultado, determinada en base a los valores facturados por los Productores Externos de Energía.

⁽³⁾ Dato Contractual, el cual no cambia durante la vigencia de los contratos. Se tenía como fecha programada la entrada en Operación Comercial de la Central Noreste para el 28 de diciembre de 2018; no obstante, de acuerdo con la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos de la CFE, la CCC Noreste entró en Operación comercial el 11 de enero de 2019 con 14 días de retraso respecto a la fecha contractualmente establecida, con una Capacidad Neta Demostrada de 857.18 MW.

Pago a Productores Externos de Energía

El importe de caja pagado por la CFE a los Productores Externos de Energía por concepto de los Cargos por Capacidad y Cargos por Energía conforme a los Contratos suscritos, para el año 2018, ascendió a **86,733** mdp.

Actividades y Logros Relevantes

Actividades

En cumplimiento de las obligaciones establecidas en los *Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada* y de los *Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico*, celebrados entre la CFE y los Productores Externos de Energía, durante el año 2018 se atendieron diversas actividades con los resultados que se indican en la siguiente tabla:

Actividad	Programado	Realizado	Variación %
1.- Atención de Reuniones de Comité de Coordinación entre la EPS CFE Generación V y los Productores Externos de Energía.	206	207	0.48
2.- Calibraciones y Pruebas de Medidores de Energía Eléctrica, con el apoyo del LAPEM y de las Gerencias Regionales de Transmisión de la CFE.	30	36	20
3.- Coordinación para llevar a cabo las Auditorías del Sistema de Calidad, Sistema de Gestión Ambiental y Administración de Seguridad en el Trabajo a las Centrales Externas Legadas, con apoyo del LAPEM.	144	138	-4.17
4.- Atestiguamiento de las Calibraciones y Pruebas a las Estaciones de Monitoreo de Variables Ambientales Reales de las Centrales de Ciclo Combinado, con el apoyo de otras EPS de Generación.	25	47	88
5.- Atención de Reuniones de Notificación y Conciliación de los montos impugnados derivados de cobros en exceso por los Productores Externos de Energía y Conciliación de Gastos Financieros.	89	89	0.0
6.- Número de facturas presentadas por los PEE revisadas en cuanto a la información técnica y los montos facturados (incluye facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito).	2,800	3,003	7.25
7.- Recepción y revisión fiscal y administrativa de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los PEE.	2,800	3,321	18.61
8.-Revisión, análisis y resolución de eventos notificados como Caso Fortuito o Fuerza Mayor por los Productores Externos de Energía.	-	154	-

OPERACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA REALIZADAS POR LA EPS CFE GENERACIÓN V

Área de Transacciones Comerciales:			
Total de Ofertas presentadas en el Mercado de Día en Adelanto (MDA).		12,549	
Total de Ofertas presentadas en el Mercado en Tiempo Real (MTR).		2,510	
Área de Conciliación de Transacciones:			
Tipo de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFIn)	Cantidad	MW	Total TBFIn (\$)
TBFIn Energía	11,042	92,613,178.14	\$ 134,270,448,653.45
TBFIn Servicios Conexos	26,556	3,330,984.42	\$ 1,166,782,614.12
TBFIn Ajuste	55	7,063,843.88	\$ 7,089,215,220.67
Total	37,653	103,008,006.44	\$ 142,526,446,488.24

PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA 2019 (CONSTRUCCIÓN)

Proyectos de Ciclos Combinados	2018			
	Capacidad Neta Demostrada (MW)	Fecha de inicio	Fecha Contractual de Entrada en Operación Comercial	Fecha de Entrada en Operación Comercial
Norte III	907	06-may-2015	13-nov-2017	Por definir
*Noreste (Escobedo)	857	02-ene-2016	28-dic-2018	11 de enero de 2019
Topolobampo II (Noroeste)	887	22-jun-2016	30-abr-2019	Por definir
Topolobampo III	766	13-jul-2017	01-ene-2020	Por definir
Total	3,417			

* La CCC Noreste entró en Operación comercial a partir del 11 de enero de 2019, de acuerdo con la información proporcionada por parte de la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos.

Nota 1: La información de Proyectos de Generación, es proporcionada por la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos.

Logros

Se logró la aceptación por parte del CENACE para actualizar los parámetros y curvas de régimen térmico contractuales de las Centrales Externas Legadas, lo cual le permitirá llevar a cabo el despacho económico al que está obligado legalmente; esto mismo le evitará a la EPS CFE Generación V incurrir en incumplimientos a la ley y tener que pagar penalizaciones al CENACE.

Con la colaboración del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), se modernizó el sistema informático SAPEE V3 para revisión técnica de facturas que presentan mensualmente los Productores Externos de Energía a la CFE, y actualmente se encuentra en período de puesta en servicio y garantía.

A la fecha la empresa ha enfrentado satisfactoriamente el gran reto de armonizar en su aplicación lo dispuesto en los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada y en los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico celebrados entre la CFE y los PEE, con lo establecido en la normatividad derivada de la Reforma Eléctrica.

Controversias con los Productores Externos de Energía:

a) Derivado de la emisión del laudo correspondiente al arbitraje entre la CFE y un PEE, del 04 de abril de 2018, se determinó que el PEE incurrió en un Evento de Incumplimiento del Productor en términos del Contrato al no haber recuperado la totalidad de la Capacidad Neta Demostrada de la Central dentro del Plazo acordado para tal fin; con lo cual se legitimó un criterio contractual para que el Productor cumpla con la totalidad de dicha capacidad durante la vigencia del Contrato.

b) El 03 de abril de 2018 se dictó el Laudo Final del procedimiento arbitral interpuesto por un Productor en contra de la CFE.

El 11 de junio de 2018, el PEE y por su parte la CFE, el 14 de mayo de 2018, exhibieron ante el Tribunal Arbitral, solicitudes de aclaración al laudo.

El 25 de septiembre de 2018, el Tribunal Arbitral emitió el “Addendum y decisión al Laudo arbitral final”, mediante el cual el Tribunal determinó que la solicitud de aclaración del Productor es improcedente, lo que permitió a la CFE recibir del Productor las cantidades de **1.67 millones de dólares y 12.3 millones de pesos**, IVA y gastos financieros incluidos.

CUMPLIMIENTO DE INDICADORES DEL CONTRATO GESTIÓN

En congruencia con sus objetivos estratégicos y con base en el establecimiento de sus prioridades en términos de los contratos suscritos con los Productores Externos de Energía y la normatividad aplicable, la EPS CFE Generación V celebró el Contrato Gestión con la CFE y se comprometió a cumplir con los indicadores que se muestran en la siguiente tabla, cuyas metas fueron alcanzadas en su totalidad durante los cuatro trimestres del año 2018, como se muestra a continuación:

Indicador	Unidad	Metas Acumuladas Trimestrales 2018				Resultado 2017 Diciembre	Resultado 2018 Diciembre	Desviación del Programa vs Resultado ¹
		1º	2º	3º	4º			
1.- Entrega oportuna de ofertas en el Mercado en el día de Adelanto	%	100	100	100	100	100	100	s/c
2.- Recepción y revisión fiscal de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los Productores Externos de Energía	%	100	100	100	100	100	100	s/c
3.- Revisión técnica de la facturación recibida en el periodo	%	100	100	100	100	100	100	s/c

¹Rojo: +5 %; Amarillo: = ó - 5%; Verde: en programa o mejor.

Notas:

S/C: No existen comentarios de variaciones toda vez que en cada indicador se cumplió con la meta establecida.

No aplica el uso de indicadores con Benchmarking internacional.

INDICADORES DE MONITOREO DE LAS CENTRALES EXTERNAS LEGADAS

Durante el año 2018 se establecieron dos indicadores de monitoreo a Centrales Externas Legadas consistentes en el seguimiento a los valores garantizados con los que los Productores Externos de Energía le deben facturar a la CFE los Cargos por Capacidad y Cargos por Energía:

Eficiencia Térmica Neta Garantizada; este indicador está relacionado con el grado de aprovechamiento del combustible teórico garantizado suministrado a una Central Externa Legada para producir energía eléctrica; y

Disponibilidad, este indicador cuantifica la facultad que posee una Central Externa Legada, para aportar su energía eléctrica al Sistema Eléctrico, independientemente de que esta sea o no requerida de acuerdo al despacho realizado por el CENACE.

En la siguiente tabla se observan los valores garantizados obtenidos durante los años 2017 y 2018:

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2017	2018	Variación porcentual
	%	%	(%)
Eficiencia Térmica Neta Garantizada	47.3	47.2	-0.1
Disponibilidad	92.3	94.0	1.7

CAPACIDAD NETA DEMOSTRADA DE CENTRALES DE CICLO COMBINADO

En la siguiente tabla se muestran los valores de la Capacidad Neta Demostrada de las Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado durante los años 2017 y 2018:

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2017	2018	2017	2018
1. ALTAMIRA II	495.0	495.00	0	0
2. ALTAMIRA III Y IV	1,036.0	1,036.0	0	0
3. ALTAMIRA V	1,121.0	1,121.0	0	0
4. ANÁHUAC	495.0	495.0	0	0
5. BAJA CALIFORNIA III	294.0	294.0	0	0
6. BAJÍO	495.0	495.0	0	0
7. CAMPECHE	252.4	252.4	0	0
8. CHIHUAHUA III	259.0	259.0	0	0
9. HERMOSILLO	250.0	250.0	0	0
10. LA LAGUNA II	498.0	498.0	0	0
11. MÉRIDA III	484.0	484.0	0	0
12. MEXICALI	489.0	489.0	0	0
13. MONTERREY III	449.0	449.0	0	0

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2017	2018	2017	2018
14. NACO-NOGALES	258.0	258.0	0	0
15. NORTE-DURANGO	450.0	450.0	0	0
16. NORTE II	433.0	433.0	0	0
17. RIO BRAVO III	495.0	495.0	0	0
18. RÍO BRAVO IV	500.0	500.0	0	0
19. SALTILLO	247.5	247.5	0	0
20. TAMAZUNCHALE	1,135.0	1,135.0	0	0
21. TUXPAN II	495.0	495.0	0	0
22. TUXPAN III Y IV	983.0	983.0	0	0
23. TUXPAN V	495.0	495.0	0	0
24. VALLADOLID III	525.0	525.0	0	0
TOTAL	12,633.9	12,633.9	0	0

CAPACIDAD NOMINAL DE CENTRALES DE ORIGEN EÓLICO

En la siguiente tabla se muestran los valores de Capacidad Nominal de las Centrales Externas Legadas de Origen Eólico durante los años 2017 y 2018:

Centrales de Origen Eólico	Capacidad Nominal (MW)		Variaciones (%)	
	2017	2018	2017	2018
1. LA VENTA III	102.85	102.85	0	0
2. OAXACA I	102.0	102.0	0	0
3. OAXACA II	102.0	102.0	0	0
4. OAXACA III	102.0	102.0	0	0
5. OAXACA IV	102.0	102.0	0	0
6. SURESTE I FASE II	102.0	102.0	0	0
TOTAL	612.85	612.85	0	0

ENERGÍA NETA FACTURADA POR LOS PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA

En la siguiente tabla se muestran los valores de Energía Neta Facturada cada mes por tipo de Tecnología:

Energía Neta Facturada (MWh)

Energía Neta Facturada (MWh) 2017													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	6,435,512	5,953,823	6,951,265	6,670,496	7,432,176	7,159,247	7,229,685	7,807,014	7,269,728	6,766,004	7,314,297	7,158,950	84,148,198
Eoloeléctrico	185,615	171,176	256,071	159,639	52,324	35,594	202,124	91,145	8,753	181,301	226,328	301,580	1,871,650
Total	6,621,127	6,125,000	7,207,336	6,830,135	7,484,500	7,194,841	7,431,809	7,898,159	7,278,481	6,947,306	7,540,625	7,460,530	86,019,849

Energía Neta Facturada (MWh) 2018													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	6,952,881	6,435,375	6,949,010	6,563,165	7,198,267	7,104,903	7,657,251	7,680,810	6,846,517	7,232,740	6,911,808	6,768,717	84,301,443
Eoloeléctrico	259,069	182,035	170,040	158,401	90,818	47,963	225,976	176,967	119,274	174,533	183,896	231,054	2,020,026
Total	7,211,950	6,617,410	7,119,051	6,721,566	7,289,085	7,152,866	7,883,227	7,857,777	6,965,791	7,407,273	7,095,704	6,999,771	86,321,469

Variaciones (2017 -2018)													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
Ciclo Combinado	517,369	481,552	-2,255	-107,331	-233,910	-54,345	427,566	-126,204	-423,211	466,736	-402,490	-390,233	153,245
Eoloeléctrico	73,454	10,859	-86,031	-1,238	38,494	12,369	23,852	85,822	110,521	-6,769	-42,432	-70,527	148,376
Total	590,823	492,411	-88,285	-108,569	-195,415	-41,975	451,418	-40,382	-312,690	459,967	-444,921	-460,760	301,620

ENERGÍA NETA DE FUENTES PRIMARIAS 2016, 2017 y 2018

Centrales de Ciclo Combinado

Mes	2016	Porcentaje de Variación entre 2016 y 2017	*2017	Porcentaje de Variación entre 2017 y 2018	2018
	Energía Neta Facturada (GWh)		Energía Neta Facturada (GWh)		Energía Neta Facturada (GWh)
Enero	7,016	-8%	6,436	8%	6,953
Febrero	6,461	-8%	5,954	8%	6,435
Marzo	6,885	1%	6,951	0%	6,949
Abril	6,817	-2%	6,670	-2%	6,563
Mayo	7,587	-2%	7,432	-3%	7,198
Junio	7,645	-6%	7,159	-1%	7,105
Julio	7,863	-8%	7,230	6%	7,657
Agosto	7,589	3%	7,807	-2%	7,681
Septiembre	7,339	-1%	7,270	-6%	6,847
Octubre	7,369	-8%	6,766	7%	7,233
Noviembre	6,854	7%	7,314	-6%	6,912
Diciembre	6,736	6%	7,159	-6%	6,726
TOTAL C.C.C.	86,161	-2.34%	84,148	0.1%	84,258

La variación del 2 % del 2017 con respecto al 2016, se debe principalmente a que se presentaron eventos de restricciones de gas, mantenimientos realizados y eventos de falla de las centrales de Ciclo combinado de los Productores Externos de Energía, y en lo que respecta el comparativo entre el 2018 y el 2017, se tiene un incremento mínimo de Energía Neta Facturada de 0.1.

ENERGIAS LIMPIAS

Mes	2018
	Energía Neta Facturada (GWh)
Enero	259
Febrero	182
Marzo	170
Abril	158
Mayo	91
Junio	48
Julio	226
Agosto	177
Septiembre	119
Octubre	175
Noviembre	184
Diciembre	231
TOTAL EÓLICA	2,020

Las Centrales de Energías Limpias corresponden a Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV, La Venta III y Sureste I Fase II.

ASUNTOS RELEVANTES

La CFE fue demandada en dos juicios arbitrales por dos Productores Externos de Energía, derivado de que la EPS CFE Generación V, les notificó incumplimientos contractuales, les solicitó el reembolso de montos cobrados en exceso y el pago de daños y perjuicios en favor de la CFE, con base en el Artículo 32 Fracción I del Estatuto Orgánico de la CFE, los procedimientos de arbitraje son atendidos por la Oficina del Abogado General de la CFE ante el Tribunal Arbitral que se constituya en términos del Reglamento del Arbitraje de la Corte Internacional.

IMÁGENES ILUSTRATIVAS DE CENTRALES DE PEE

C.C.C. Altamira II



C.C.C. Tuxpan III y IV



C.C.C. Hermosillo



C.C.C. Saltillo



C.E. La Venta III



CFE Generación VI

El objetivo de CFE Generación VI es consolidar el desempeño operativo y financiero con la finalidad de generar valor al Estado Mexicano, contribuyendo al fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional y a su vez al desarrollo del País mediante la generación de energía de manera confiable, eficiente y a un menor costo, todo esto en beneficio de los consumidores.

La empresa ha definido aspiraciones estratégicas, lineamientos e iniciativas concretas para lograr sus objetivos estratégicos, estableciendo iniciativas de mejora específicas para cada Central de acuerdo a sus características de operación en el mercado, las cuales impactarán en su margen de EBITDA.

La consecución de los objetivos estratégicos y la ejecución de las iniciativas propuestas mejorarán el desempeño operativo y financiero de la CFE Generación VI.

Resultados durante 2018

- Se recuperó la capacidad de generación de la Central Ciclo Combinado Huinalá I (335 MW) y de la C.T.G. Huinalá (150 MW) en noviembre 2018 al obtener una fuente de suministro de gas natural adicional a la existente, incrementándose de esta manera de 100 a 200 MMPCD el gas natural proporcionado a la Central.
- Mediante el procedimiento de reconsideración previsto en la Base 19.3 de las Bases del Mercado Eléctrico y el punto 3.2 del Manual de Solución de Controversias, se gestionó ante el CENACE la recuperación de los costos de producción a través de la Garantía de Suficiencia de Ingresos del Mercado de Tiempo Real (MTR) de la energía despachada en el MTR. Con esta acción se logró recuperar 723 Millones de pesos en el ejercicio 2018.
- Se celebró el Acuerdo de Operación Conjunta con CFE Suministrador de Servicios Básicos logrando la remuneración de ingresos a la C.C.I. Holbox del orden de 113 Millones de pesos en el ejercicio 2018.
- Instalación de un Sistema de Enfriamiento Evaporativo por Nebulización (Fogging) en la C.C.C. Hermosillo para recuperar potencia en los meses de verano

Escenario Tecnológico 2017-2018



Centrales EPS VI	
1	C.H. Temascal
2	C.H. Mazatepec
3	C.H. Tuxpango
4	C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)
5	C.H. Chilapan
6	C.H. José Cecilio del Valle
7	C.H. Minas
8	C.H. Encanto
9	C.H. Colotlipa
10	C.H. Bombaná
11	C.H. Tamazulapan
12	C.H. Schpoiná
13	C.H. Portezuelos II
14	C.H. Portezuelos I
15	C.H. Ixtaczoquitlán
16	C.H. Texolo
17	C.T. Pde. Adolfo López Mateos (Tuxpan)
18	C.T. José López Portillo (Río Escondido)
19	C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)
20	C.T. Mérida II
21	C.T. Lerma
22	C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
23	C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)

Centrales EPS VI	
24	C.C.C. Huinala II (Monterrey II)
25	C.C.C. Dos Bocas
26	C.C.C. Huinalá
27	C.C.C. Hermosillo
28	C.G. Humeros
29	C.G. Los Azufres
30	C.G. Tres Vírgenes
31	C.G. Cerro Prieto
32	Cogeneración Salamanca (TG)
33	C.TG. Huinalá
34	C.TG. Cancún
35	C.TG. Nizuc
36	C.TG. Chankanaab
37	C.TG. Ciudad del Carmen
38	C.TG. Xul-Ha
39	C.TG. Mérida II
40	C.TG. Guerrero Negro II (Vizcaíno)
41	C.C.I. Guerrero Negro II (Vizcaíno)
42	C.C.I. Hol-Box
43	C.E. La Venta
44	C.E. Yuumil'iik
45	C.FV. Guerrero Negro
46	C.T.G. Nachi Cocom*

*Se conserva el Permiso de Generación y el Contrato de Interconexión por la Capacidad de las Unidades.

	2017 CFE Generación VI	2018 CFE Generación VI
No. de centrales	47	46**
Capacidad Efectiva (MW)	8,564.88	7,970.78*
Estados con presencia	15	15

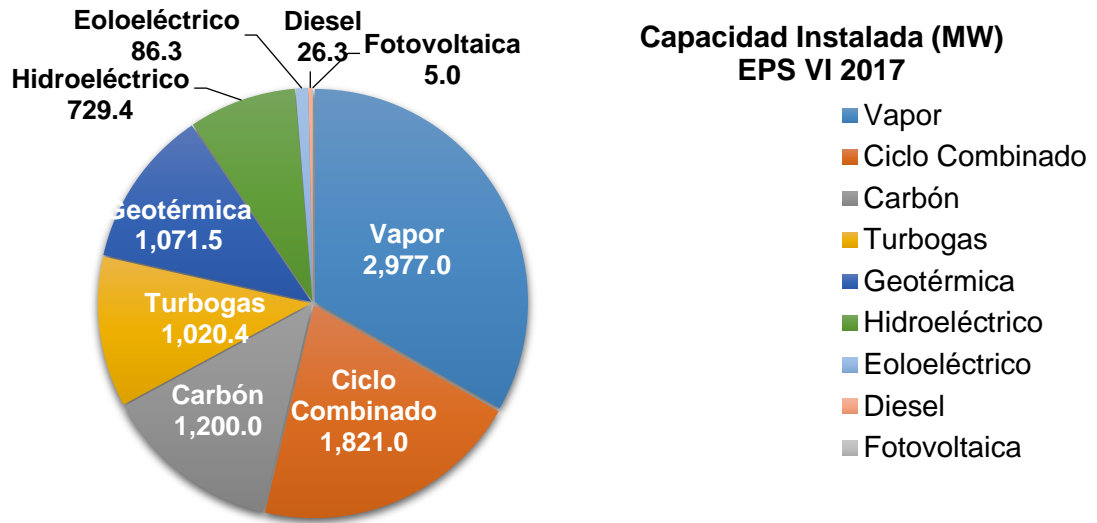
* Considera 54 MW de Capacidad de 5 Unidades Móviles

** C.TG. Nachi Cocom aún conserva el permiso de Generación

Tecnología	2017 (MW)	2018 (MW)	Variación (%)
Vapor	2,940	2,590	↓
Ciclo Combinado	1,748	1,522	↓
Carbón	1,200	1,200	↓
Turbogas	874	874	↓
Geotérmica	947	927	↓
Hidroeléctrico	740	740	↓
Eoloeléctrico	86	86	↓
Diesel	26	28	↓
Fotovoltaica	5	5	↓

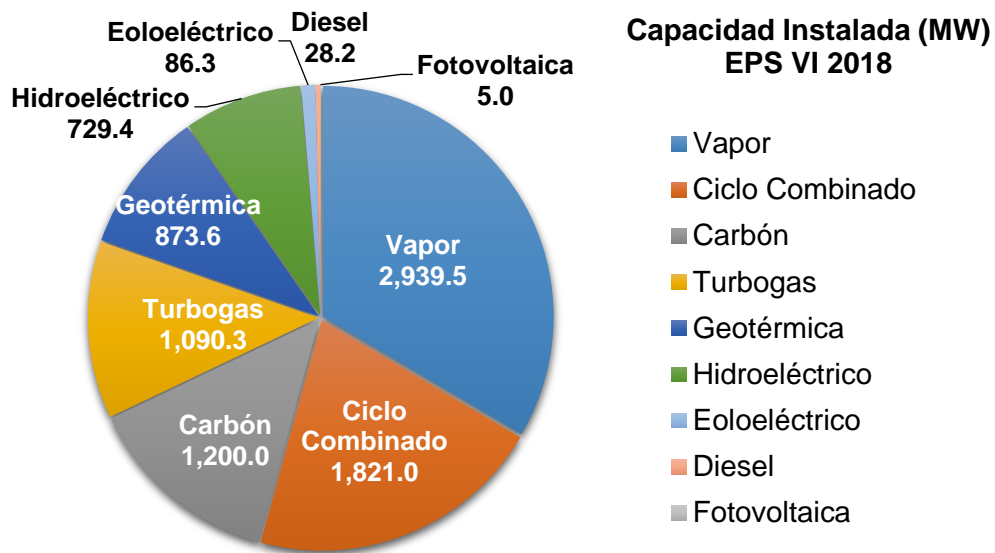
Capacidad Instalada

La variación 2018 con respecto a 2017 fue resultado de la regularización del Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión con la baja de los activos de las unidades con baja contable en ejercicios anteriores como la Unidad 1 de la C.T. Lerma, las Unidades 1 a 4 de la C.G. Cerro Prieto, las Unidades 3 a 5, 9, 11 y 12 de la C.G. Los Azufres, las unidades 1, 2, 4, 5 y 7 de la C.G. Humeros, las unidades 1 y 2 de la C.C.I. Hol Box, adicionalmente se registraron como parte de los activos, las Unidades Móviles 06, 08, 13, 14 y 21. (Consultar anexo 1, pp.14).



Fuente SIACIG

*Nota: No incluye la Capacidad considerada para Proyectos en el portafolio asignado a la EPS VI.



Fuente SIACIG

*Nota: No incluye la Capacidad considerada para Proyectos en el portafolio asignado a la EPS VI.

Generación bruta (MWh)

	Generación bruta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	623,265	563,005	688,927	548,740	710,443	606,700	529,621	633,629	704,754	643,273	584,740	575,022	7,412,121
Vapor	761,338	660,842	808,443	702,943	466,201	811,326	894,098	1,174,403	597,926	334,610	218,846	125,777	7,556,752
Hidroeléctrico	132,254	201,138	204,360	201,986	219,931	291,544	308,587	253,149	403,293	465,322	209,556	139,318	3,030,439
Carboeléctrico	429,257	448,414	497,048	430,761	512,491	447,254	463,699	503,375	423,647	511,669	409,728	428,990	5,506,332
Turbogas	83,247	108,335	119,162	247,203	277,105	283,527	248,325	274,877	267,102	333,809	209,774	209,587	2,662,055
Geotermoeléctrico	532,335	476,731	515,838	481,570	507,694	490,714	491,392	468,859	455,680	467,694	433,118	462,541	5,784,165
Combustión Interna	5,242	5,091	5,204	6,194	8,056	9,077	9,546	7,234	6,559	7,085	6,691	6,925	82,904
Eoloeléctrico	11,089	11,065	14,538	9,477	3,876	2,632	15,394	6,722	703	5,057	12,296	11,934	104,784
Fotovoltaico	499	475	874	933	1,017	1,011	826	764	742	762	482	478	8,862
Total	2,578,527	2,475,097	2,854,394	2,629,807	2,706,813	2,943,784	2,961,489	3,323,013	2,860,405	2,769,282	2,085,232	1,960,572	32,148,415

	Generación bruta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	600,681	489,196	525,338	597,945	625,591	740,189	739,836	760,226	751,148	626,304	669,758	584,756	7,710,970
Vapor	379,095	460,788	665,730	687,937	695,135	654,047	645,310	775,068	431,976	304,648	336,084	418,027	6,453,843
Hidroeléctrico	152,735	207,642	242,802	239,793	276,479	214,273	200,341	200,250	208,947	290,829	303,055	280,497	2,817,644
Carboeléctrico	474,655	351,512	481,544	477,187	557,183	617,164	642,969	719,507	534,418	526,691	522,331	323,871	6,229,033
Turbogas	208,327	194,438	207,654	204,441	274,732	310,634	339,940	321,088	375,685	337,723	344,922	312,893	3,432,477
Geotermoeléctrico	476,228	413,732	433,039	400,187	408,899	398,962	416,414	405,243	406,352	406,110	424,130	451,132	5,040,427
Combustión Interna	6,286	5,798	6,862	7,368	8,383	8,405	9,766	10,460	8,652	8,104	7,574	6,615	94,274
Eoloeléctrico	6,788	7,425	8,214	10,126	6,818	4,025	16,564	15,273	11,414	13,814	9,100	12,156	121,716
Fotovoltaico	501	574	760	877	1,031	907	716	663	663	629	501	446	8,267
Total	2,305,296	2,131,105	2,571,943	2,625,862	2,854,251	2,948,606	3,011,856	3,207,778	2,729,254	2,514,853	2,617,454	2,390,392	31,908,652

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	-22,584	-73,809	-163,589	49,205	-84,851	133,490	210,215	126,597	46,394	-16,969	85,018	9,734	298,849
Vapor	-382,243	-200,054	-142,713	-15,006	228,934	-157,279	-248,789	-399,335	-165,950	-29,962	117,238	292,250	-1,102,909
Hidroeléctrico	20,481	6,504	38,442	37,808	56,548	-77,271	-108,246	-52,900	-194,346	-174,493	93,499	141,179	-212,795
Carboeléctrico	45,399	-96,902	-15,504	46,426	44,692	169,911	179,270	216,132	110,771	15,022	112,603	-105,119	722,701
Turbogas	125,080	86,102	88,492	-42,761	-2,373	27,107	91,615	46,210	108,583	3,914	135,148	103,306	770,422
Geotermoeléctrico	-56,107	-62,998	-82,799	-81,383	-98,795	-91,752	-74,978	-63,615	-49,328	-61,584	-8,988	-11,409	-743,738

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Combustión Interna	1,044	708	1,658	1,174	327	-672	220	3,226	2,093	1,018	883	-309	11,370
Eoloeléctrico	-4,301	-3,640	-6,324	649	2,941	1,392	1,170	8,551	10,711	8,757	-3,196	222	16,932
Fotovoltaico	2	99	-114	-56	14	-103	-110	-101	-79	-133	19	-33	-596
Total	-273,231	-343,991	-282,451	-3,945	147,438	4,823	50,367	-115,235	-131,151	-254,429	532,223	429,820	-239,763

Generación neta (MWh)

	Generación neta (MWh) 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	605,806	546,179	669,372	533,385	688,125	591,080	514,447	614,885	684,663	624,212	569,653	561,498	7,203,305
Vapor	704,629	610,694	746,972	647,207	424,235	750,735	824,525	1,092,419	546,904	297,055	194,281	113,051	6,952,708
Hidroeléctrico	128,748	197,999	201,076	199,386	216,510	286,946	303,806	248,759	398,162	460,165	205,417	135,699	2,982,672
Carboeléctrico	395,851	413,995	459,003	398,625	474,088	411,090	423,867	461,098	388,717	477,141	373,726	393,480	5,070,680
Turbogas	82,421	107,251	116,213	240,625	268,356	276,480	243,315	266,297	260,529	327,238	205,868	205,955	2,600,548
Geotermoeeléctrico	506,198	452,473	490,258	457,797	482,512	465,755	466,246	444,824	431,810	443,572	411,349	438,653	5,491,445
Combustión Interna	4,789	4,656	4,721	5,711	7,525	8,532	8,899	6,554	5,972	6,480	6,151	6,370	76,360
Eoloeléctrico	11,017	10,994	14,459	9,402	3,833	2,585	15,308	6,660	690	4,988	12,225	11,867	104,029
Fotovoltaico	499	475	874	933	1,017	1,011	826	764	742	762	482	478	8,862
Total	2,439,958	2,344,717	2,702,949	2,493,070	2,566,200	2,794,213	2,801,239	3,142,259	2,718,190	2,641,613	1,979,153	1,867,050	30,490,610

	Generación neta (MWh) 2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	586,044	476,509	510,580	581,800	608,594	720,345	719,223	739,538	730,264	608,703	651,443	568,635	7,501,678
Vapor	346,752	425,971	617,551	636,523	640,796	606,913	593,934	714,964	393,985	276,441	306,623	383,487	5,943,939
Hidroeléctrico	149,127	203,841	238,782	236,525	272,344	209,987	195,778	195,647	204,218	285,592	298,784	275,448	2,766,072
Carboeléctrico	429,287	318,275	439,666	436,488	509,800	566,254	587,734	659,649	485,574	483,023	479,983	294,488	5,690,223
Turbogas	205,153	191,431	204,196	201,330	270,110	306,422	335,313	316,568	370,692	333,125	340,494	308,731	3,383,564
Geotermoeeléctrico	451,090	391,549	409,912	378,719	386,969	377,458	393,497	382,812	384,215	384,288	401,749	427,532	4,769,791
Combustión Interna	5,730	5,285	6,288	6,792	7,751	7,782	9,077	9,676	7,968	7,521	6,151	6,003	86,023
Eoloeléctrico	6,725	7,363	8,152	10,055	6,751	3,978	16,484	15,196	11,324	13,743	9,043	12,079	120,892
Fotovoltaico	501	574	760	877	1,031	907	716	663	663	629	501	446	8,267
Total	2,180,407	2,020,798	2,435,887	2,489,107	2,704,145	2,800,045	2,851,757	3,034,712	2,588,902	2,393,066	2,494,771	2,276,851	30,270,449

	Variaciones (2017 -2018)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Ciclo Combinado	-19,762	-69,670	-158,792	48,415	-79,531	129,265	204,776	124,653	45,601	-15,509	81,790	7,137	298,372
Vapor	-357,877	-184,724	-129,422	-10,685	216,562	-143,822	-230,591	-377,455	-152,920	-20,614	112,342	270,437	-1,008,768
Hidroeléctrico	20,378	5,842	37,706	37,139	55,834	-76,959	-108,028	-53,112	-193,944	-174,573	93,366	139,749	-216,600
Carboeléctrico	33,436	-95,720	-19,337	37,863	35,712	155,164	163,868	198,552	96,857	5,882	106,257	-98,991	619,543
Turbogas	122,731	84,180	87,983	-39,295	1,754	29,943	91,998	50,271	110,162	5,887	134,626	102,776	783,017
Geotermoeléctrico	-55,108	-60,924	-80,345	-79,077	-95,543	-88,297	-72,748	-62,012	-47,595	-59,284	-9,600	-11,121	-721,654
Combustión Interna	940	628	1,567	1,081	226	-750	178	3,122	1,996	1,041	0	-366	9,663
Eoloeléctrico	-4,292	-3,631	-6,307	653	2,917	1,392	1,176	8,536	10,634	8,755	-3,182	212	16,863
Fotovoltaico	2	99	-114	-56	14	-103	-110	-101	-79	-133	19	-33	-596
Total	-259,551	-323,919	-267,061	-3,962	137,945	5,832	50,518	-107,547	-129,288	-248,548	515,619	409,801	-220,161

Principales Proyectos de Infraestructura 2018

Proyectos Concluidos			
Proyecto	Unidad	Capacidad adicional MW	Año entrada en operación
RM C.T. José López Portillo	U2	17	2018
RM C.T. José López Portillo	U3	20	2018
RM C.H. Temascal	U1	0	2018
RM C.H. Temascal	U3	0	2018
	Total	37	

MW-Megawatt

RM-Rehabilitación Mantenimiento

C.T.-Central Termoeléctrica

C.H.-Central Hidroeléctrica

U-Unidad

Proyectos en Curso			
Proyecto	Unidad	Capacidad adicional MW	Año entrada en operación
RM C.T. José López Portillo	U4	30	2019
RM C.H. Temascal	U2	0	2019
C.C.C. Empalme	TG1, TG2 y TV3	770	2019
C.G. Azufres III fase II	U18	25	2019
C.C.I. Guerrero Negro IV	U6 y U7	7.52	2019
	Total	832.52	

MW-Megawatt

RM-Rehabilitación Mantenimiento

C.T.-Central Termoeléctrica

C.H.-Central Hidroeléctrica

C.C.C.-Central Ciclo Combinado

C.G. Central Geotermoeléctrica

C.C.I.-Central Combustión Interna

U-Unidad

TG-Turbina de Gas

TV-Turbina de Vapor

Proyecto RM 278 C.T. José López Portillo

El RM 278 de la Central Termoeléctrica José López Portillo tiene por objeto la rehabilitación y modernización para incremento de las Unidades 1 a 4 de 300 a 330 MW considerando un periodo de ejecución de noviembre de 2014 a febrero de 2019; durante el año 2017 se concluyeron los trabajos de la U1 alcanzando 317 MW y en el 2018 se finalizaron los trabajos correspondientes a la Unidad 2 con 314 MW y en la U3 con 320 MW, para el 2019 se tiene en proceso la U4 y se espera alcance los 330 MW.

Proyecto de RM 312 C.H. Temascal Unidades 1 a 4

Este proyecto consiste en la Rehabilitación y Modernización de las Unidades 1 a 4, mejorando el diseño de cada turbina hidráulica y generador eléctrico, optimizando con ello el consumo específico del agua, logrando una mejora en la disponibilidad y factor de planta de las unidades; el plazo establecido para la ejecución del proyecto es de marzo de 2015 a septiembre de 2018.

Durante el año 2017 se concluyó la unidad 4 y en 2018 se concluyeron las unidades 1 y 3. En 2019 continúa en proceso la Unidad 2.

Proyecto 296 C.C. Empalme I

El objeto del proyecto 296 CC Empalme I es la construcción de una central de ciclo combinado para la generación de energía eléctrica, con una capacidad Neta Garantizada de 704.12 MW a condiciones de diseño de verano.

El 10 de enero 2018 sincronizó la turbina de gas 1, el 27 de febrero 2018 sincronizó la turbina de gas 2 y el 11 de mayo 2018 sincronizó la turbina de vapor 3.

Las pruebas de operación de las turbinas nuevas, programadas para octubre de 2018, no pudieron realizarse debido a que el operador independiente de la red, el CENACE, indicó el requerimiento de conservar estabilidad en la red de 230 kilovolts.

Dichas pruebas no se llevaron a cabo en 2018 por falta de autorización por parte del CENACE, toda vez que no se cumplía con las condiciones de seguridad en el Sistema, en razón de lo anterior, fueron reprogramadas para el primer semestre de 2019.

Proyecto 327 CG Los Azufres III Fase II

El proyecto consta de una Central Geotermoeléctrica con capacidad neta de 25 MW y se construye dentro del campo geotérmico de Los Azufres, que se ubica en el límite oriental del Estado de Michoacán.

El 11 de diciembre 2018 la CRE mediante oficio UE-240/125015/2018 le comunica a la EPS VI que se concede por única vez la modificación respecto a la terminación de las obras y entrada en operación comercial de la unidad, quedando para el 30 de mayo de 2019 y 31 de diciembre de 2019 respectivamente.

Proyecto 268 CCI Guerrero Negro IV

El proyecto 268 Guerrero Negro IV consta de la construcción de una Central de Combustión Interna, con una Capacidad Neta Garantizada de 7.52 MW, operando con una mezcla de Combustóleo-Diésel Garantizada (máximo 15 por ciento Diésel), conformada por 2 unidades motogeneradoras de la misma capacidad.

Este proyecto presenta un atraso e incumplimiento a las fechas contractuales, debido principalmente a la falta de ingeniería aprobada para construcción, falta de recursos humanos y materiales en obra y de compromiso por parte del contratista.

Tablero de Principales Indicadores Comparativo 2017 – 2018

Indicadores de Generación

Los indicadores más relevantes y sus resultados al cierre de 2018 fueron:

Índice	Unidad de medida	Resultado o 2017	Meta 2018	Resultado o 2018	Variación (%)	Variación
Energía Bruta	GWh	32,127	34,488	31,909	-0.7	↓
Disponibilidad	%	59.7	73.9	64.4	7.8	↑
Eficiencia Térmica Bruta	%	28.6	30.9	29.0	1.4	↑
EBITDA vs Ingresos*	%	2.5	3.3	9.1	264	↑

Fuente: Sistema de Información Auditable de Control de Gestión, febrero 2019.

* Cifras Preliminares No auditadas extraídas del Sistema Integral de Información (SAP) corte el 12 de febrero de 2019.
GWh.- Gigawatt-hora.

Generación Bruta

En 2018 la generación total de la EPS CFE Generación VI conocida como generación bruta, fue de 31,909 GWh, inferior en 218 GWh en comparación con la generada en 2017 que fue de 32,127 GWh.

Variaciones de los Indicadores

La generación bruta fue de 0.7 por ciento inferior a la estimada, esto se debió principalmente a la no entrada en operación comercial del proyecto de la Central Ciclo Combinado Empalme I, a la restricción de gas, a la disminución de recursos para mantenimientos y como consecuencia un menor alcance en los mantenimientos realizados.

La disponibilidad fue de 7.8 punto porcentual mayor a la del 2017 y 7.5 por ciento menos a la programada para 2018.

La Eficiencia Térmica se incrementó respecto al 2017 debido a una menor generación con combustible para centrales de vapor convencional de la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Peninsular.

El Indicador de EBITDA tuvo un incremento del 264 por ciento en relación con el ejercicio 2017 a consecuencia de las siguientes variantes: Precio nodal 35 por ciento mayor al esperado en el periodo de enero a diciembre 2018, reducción de los costos de gas natural, incremento en los ingresos derivados del Contrato Legado, captación de nuevos ingresos relativos a la venta de energía y potencia en contratos bilaterales, reducción en un 31 por ciento en el rubro de depreciación.

Utilización de Fuentes Primarias (Comparativo 2016-2017-2018)

Uso de fuentes primarias en la generación de energía

El consumo de las fuentes primarias de energía varía en la medida que son utilizadas en las centrales generadoras de acuerdo a su tecnología, siendo estas: Vapor Convencional, Ciclo Combinado, Carbón y Turbogas.

Consumo	Unidad de medida	2016	2017	2018	Variación (%) 2017 - 2018
Combustóleo	Miles m3	2,395	1,946	1,667	-14.3
Diésel	Miles m3	298	414	452	9.1
Gas	Millones de m3	2,774	2,326	2,549	9.6
Carbón	Miles Ton	5,139	3,334	3,759	12.8

Fuente: Sistema de Información Auditable de Control de Gestión, febrero 2019.

En el periodo 2018 se tuvo una menor generación con combustóleo, 14.3 por ciento inferior respecto a la generada en 2017 con esta fuente, en lo que se refiere a la generación con diésel se muestra un incremento del 9.1 por ciento, en lo que respecta a la generación de energía con gas el incremento es de 9.6 por ciento y la generación de energía con carbón muestra un incremento de 12.8 por ciento con respecto al 2017.

En lo que respecta a la generación de energía en el proceso geotérmico, se tuvo un menor consumo de vapor, siendo del 9.3 por ciento con respecto al 2017, mientras que para la energía hidroeléctrica se tienen valores de menor consumo de agua turbinada del orden del 5.6 por ciento.

Consumo	Unidad de medida	2016	2017	2018	Variación (%)
Vapor Geotérmico	Miles de Ton.	47,077	45,435	41,218	-9.3
Agua turbinada	Millones de m3	13,044	17,257	16,287	-5.6

Fuente: Sistema de Información Auditable de Control de Gestión, febrero 2019.

Energías Limpias

Proyectos de Energía Limpia Concluidos

Proyectos Concluidos	Unidad	Capacidad adicional MW	Año entrada en operación
RM C.H. Temascal	U1	0	2018
RM C.H. Temascal	U3	0	2018

Nota: Estos proyectos no añaden capacidad. Sus características y beneficios se explican en la sección de Proyectos de Infraestructura de la EPS VI

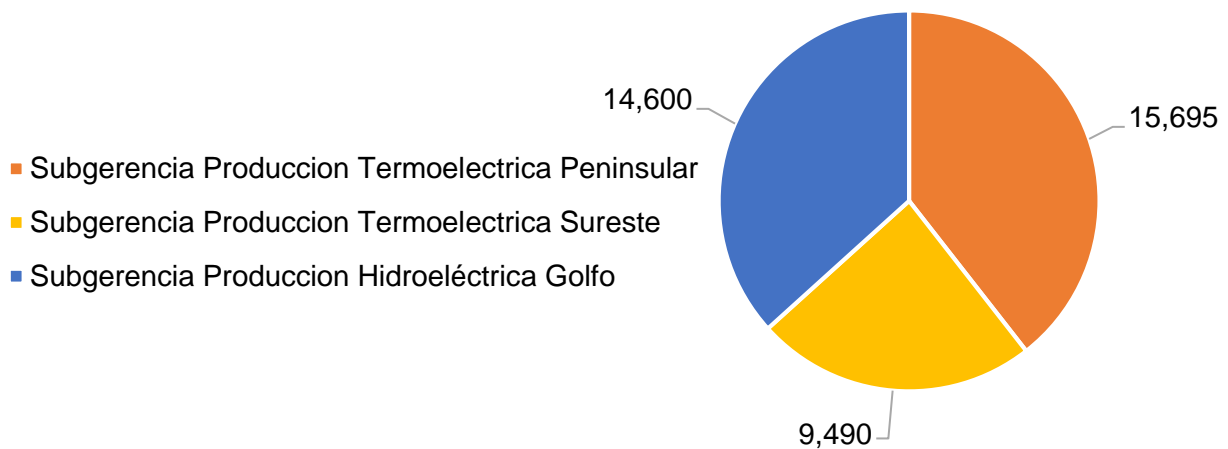
Proyectos de Energía Limpia en Curso

Proyectos en Curso	Unidad	Capacidad adicional MW	Año entrada en operación
RM C.H. Temascal	U2	0	2019
C.G. Azufres III Fase II	U18	25	2019

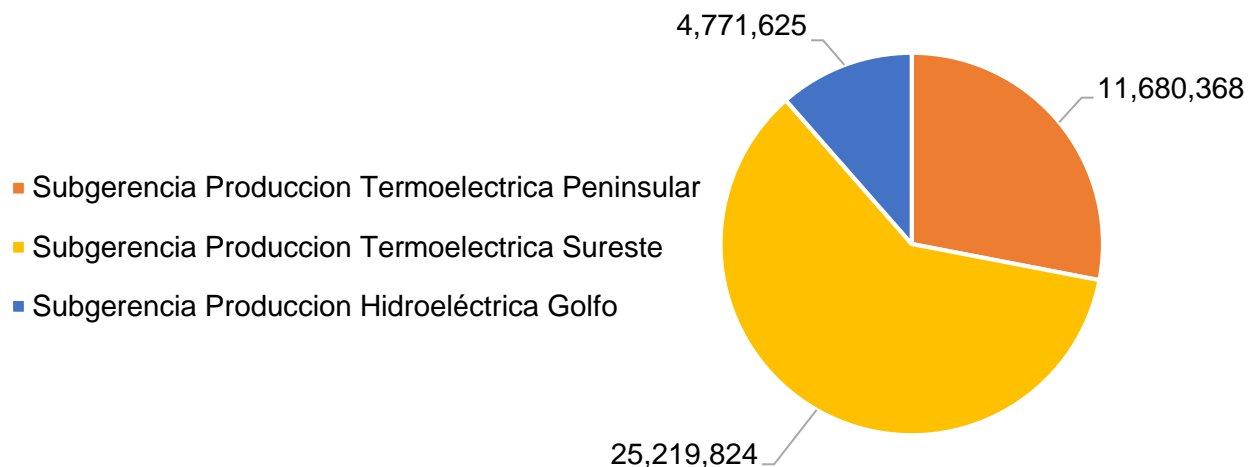
Operaciones en el Mercado Eléctrico

En cumplimiento con las Bases del Mercado y la normatividad aplicable, se han presentado ofertas de venta diariamente a través del Sistema de Información del Mercado (SIM), para todas las Unidades de Central Eléctrica (UCE) que fueron asignadas por la Secretaría de Energía (SENER) a CFE Generación VI.

En total, durante el ejercicio 2018, se elaboraron 39,785 ofertas de venta de Energía en MDA correspondiendo 15,695 a la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Peninsular, 14,600 a la Subgerencia Producción Hidroeléctrica Golfo y 9,490 a la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Sureste.



La Generación ofertada en MDA fue de 41,671,817 MWh durante el ejercicio 2018, aportando un 61 por ciento la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Sureste, un 28 por ciento la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Peninsular y un 11 por ciento la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Golfo.



Anexo 1

Unidades con baja contable en ejercicios anteriores

Unidad Central	Capacidad (MW)	Ubicación	Año dejó de operar	Año baja contable
Unidad 1 CT Lerma	37.5	Lerma, Campeche	2012	2012
Unidad 1 CG Cerro Prieto	37.5	Mexicalí, Baja California	2010	2011
Unidad 2 CG Cerro Prieto	37.5	Mexicalí, Baja California	2010	2011
Unidad 3 CG Cerro Prieto	37.5	Mexicalí, Baja California	2011	2012
Unidad 4 CG Cerro Prieto	37.5	Mexicalí, Baja California	2011	2012
Unidad 3 CG Los Azufres	5	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2015	2016
Unidad 4 CG Los Azufres	5	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2015	2016
Unidad 5 CG Los Azufres	5	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2015	2016
Unidad 9 CG Los Azufres	5	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2015	2016
Unidad 11 CG Los Azufres	1.45	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2010	2016
Unidad 12 CG Los Azufres	1.45	Ciudad Hidalgo, Michoacán	2010	2016
Unidad 1 CG Humeros	5	Chignautla, Puebla	2011	2016
Unidad 2 CG Humeros	5	Chignautla, Puebla	2011	2016
Unidad 4 CG Humeros	5	Chignautla, Puebla	2013	2015
Unidad 5 CG Humeros	5	Chignautla, Puebla	2011	2016
Unidad 7 CG Humeros	5	Chignautla, Puebla	2013	2015
Unidad 1 CCI Hol-Box	0.32	Lázaro Cárdenas, Quintana Roo	2008	2009
Unidad 2 CCI Hol-Box	0.25	Lázaro Cárdenas, Quintana Roo	2008	2009
Total	235.97			

Fotografías de Actividades e Infraestructura

Central Termoeléctrica José López Portillo



Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos



Central Cogeneración Salamanca



Central Hidroeléctrica Temascal



Central Eólica La Venta



Residencia General de Cerro Prieto.



Isla de separación No. 3.

Residencia Las Tres Vírgenes.



Vista del Campo Geotérmico Las Tres Vírgenes.

Residencia Los Humeros.



Perforación del Pozo H-52 en el Campo Geotérmico Los Humeros.

Residencia Los Azufres.



Entrega de vapor a las unidades de generación y generación de la energía eléctrica.

Proyecto 284 CG Los Humeros III Fase A



Proyecto de Obra de Toma con Desarenador de la Presa La Soledad de la Central Hidroeléctrica Mazatepec



Montaje de la turbina de vapor durante el proyecto 278RM de la CT José López Portillo



Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde

(GERENCIA DE CENTRALES NUCLEOELÉCTRICAS)

Principales objetivos y resultados:

Uno de los principales objetivos de la CFE es el contribuir con la entrega de energía al sistema eléctrico nacional. En ese marco, la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas, mediante la operación de las dos unidades generadoras, logró un excelente desempeño operativo durante el año 2018, ya que la energía neta entregada al sistema interconectado nacional durante el año 2018 alcanzó un volumen de energía histórico, el mayor de todos los años que ha operado la central Nuclear Laguna Verde, entregando a la red nacional 13,200.33 GWh.

Durante al año 2018, no se tuvieron mantenimientos programados con recarga de combustible nuclear, este fue un factor determinante al igual que la operación en línea de manera consecutiva de cada una de las unidades generadoras de más de 200 días.

Los ingresos por venta de energía fueron de \$15,071 mdp¹¹, de acuerdo a la Generación Neta a Diciembre 2018 que es de 13,200 GWh. El precio promedio de venta por energía excedente a Diciembre 2018 es de \$1,117.80 \$/MWh, considerando una generación acumulada al mismo periodo de 2,206 GWh y por contrato legado \$1,146.47 \$/MWh, considerando una generación de 10,994 GWh.

Para el ejercicio 2018 se observa que al mes de Diciembre el resultado neto es positivo por \$7,069.62¹² millones de pesos, se espera continuar con el alza en los ingresos por energía excedente.

Logros relevantes:

- 1.- El logro más significativo es el de haber entregado a la red nacional una energía neta anual de 13,200.33 GWh.
- 2.- Se realizó la primera campaña de transferencia de combustible gastado de la alberca de combustible a las instalaciones del almacenamiento de combustible gastado en seco (ISFSI).
- 3.- Se alcanza un Factor de Planta de 96.23 % durante el año 2018.

Desempeño 2018

1.- Durante la evaluación de Pares de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO) realizada a la Central Laguna Verde en Abril 2018, se otorgó la calificación de Planta de Enfoque, lo cual significa que se identifican brechas significativas en competencias de liderazgo, administración de riesgo y trabajo en equipo que impiden alcanzar resultados sostenibles; para contrarrestar dichas brechas, se implementó un Plan Integral de mejora (PIM) que incluye acciones Estratégicas para alcanzar los estándares de excelencia que la Industria nos exige.

¹¹ Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados anuales.

¹² Ídem.

2.- La preparación del programa de recarga se vio afectada adversamente por el retiro de actividades de mantenimiento debido a falta de partes de repuesto para llevarse a cabo.



Traslado del contenedor con los ensambles de combustible gastado a la instalación del ISFSI.



Maniobras para colocar el contenedor con los ensambles de combustible gastado en la instalación del ISFSI (Independent Spent Fuel Storage Installation)

Generación bruta (MWh)

Generación bruta (MWh) 2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,027,837	964,930	1,067,464	1,028,281	1,060,139	1,036,661	1,040,548	547,417	617,417	726,641	585,978	1,179,548	10,882,862
Total	1,027,837	964,930	1,067,464	1,028,281	1,060,139	1,036,661	1,040,548	547,417	617,417	726,641	585,978	1,179,548	10,882,862

Generación bruta (MWh) 2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,190,276	1,070,243	1,144,849	1,088,463	1,175,844	955,173	1,169,011	1,166,683	1,118,940	1,172,023	1,144,254	1,159,118	13,554,877
Total	1,190,276	1,070,243	1,144,849	1,088,463	1,175,844	955,173	1,169,011	1,166,683	1,118,940	1,172,023	1,144,254	1,159,118	13,554,877

Variaciones (2017 -2018)													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	162,439	105,314	77,385	60,182	115,705	-81,488	128,463	619,265	501,523	445,382	558,275	-20,430	2,672,016
Total	162,439	105,314	77,385	60,182	115,705	-81,488	128,463	619,265	501,523	445,382	558,275	-20,430	2,672,016

Generación neta (MWh)

Generación neta (MWh) 2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	997,366	936,097	1,035,867	998,995	1,030,199	1,007,734	1,011,220	531,085	597,455	706,270	570,503	1,149,128	10,571,920
Total	997,366	936,097	1,035,867	998,995	1,030,199	1,007,734	1,011,220	531,085	597,455	706,270	570,503	1,149,128	10,571,920

Generación neta (MWh) 2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	1,158,446	1,041,452	1,113,363	1,060,065	1,145,574	930,048	1,138,734	1,136,356	1,089,856	1,141,850	1,115,292	1,129,292	13,200,329
Total	1,158,446	1,041,452	1,113,363	1,060,065	1,145,574	930,048	1,138,734	1,136,356	1,089,856	1,141,850	1,115,292	1,129,292	13,200,329

Variaciones (2017 -2018)													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Nuclear	161,080	105,355	77,496	61,069	115,375	-77,686	127,514	605,271	492,401	435,580	544,789	-19,836	2,628,409
Total	161,080	105,355	77,496	61,069	115,375	-77,686	127,514	605,271	492,401	435,580	544,789	-19,836	2,628,409

Durante el año 2017 la Unidad Generadora Uno, a solicitud del CENACE, llevó a cabo una estrategia para prolongar el ciclo de combustible nuclear: de enero a mayo operó al 80% de Potencia Térmica Nominal (PTN) y de junio a julio operó al 90%. Posteriormente entre agosto y septiembre se realizó la décimo octava recarga de combustible nuclear y a finales del mes de septiembre se puso en línea para concluir el 2017 operando al 100% PTN.

La finalidad de esta estrategia fue mantener la unidad operado durante el verano, etapa en la cual no se dispone de energía eléctrica suficiente en las centrales hidroeléctricas para poder abastecer la demanda de energía.

En el 2017 la Unidad Generadora Dos estuvo operando al 100% de Potencia Térmica Nominal hasta el mes de Julio; posteriormente inició el coastdown (Agotamiento de Combustible) para posteriormente entre octubre y noviembre realizar la décimo quinta recarga de combustible nuclear. A finales de noviembre se pone en línea la unidad para concluir el 2017 operando al 100% PTN.

Durante el año 2018 las dos unidades generadoras lograron un excelente desempeño operativo, al entregar al sistema interconectado nacional un volumen de energía histórico, ha sido el mayor volumen de energía neta entregada; se lograron entregar a la red nacional 13,200.33 GWh.

Durante al año 2018, no se tuvieron mantenimientos programados y recargas de combustible nuclear, este fue un factor determinante al igual que la operación en línea de manera consecutiva de cada una de las unidades generadoras de más de 200 días.

Proyectos relevantes de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde

1. Proyecto de Renovación de Licencia

Beneficio: Extender la vida operacional de las unidades de la CNLV por 30 años más, incrementando los años de generación eléctrica de la Central; para la Unidad Uno hasta el año 2050 y para la Unidad Dos hasta el año 2055. Las inspecciones, pruebas, análisis y reporte de resultados de la Unidad Uno se realizarán en 2019 y de la Unidad Dos en 2021.

Proyecto: Implementación de Renovación de Licencia de Operación de la CNLV.

Obtener la renovación de Licencia de Operación de las Unidades 1 y 2 de la CLV para operar 30 años adicionales (Julio del 2050 y Abril del 2055 respectivamente), mediante la implementación de los compromisos contraídos con la CNSNS.

Año Programado Término: Extensión de Licencia U1, 2020.
Extensión de Licencia U2, 2025.

El proyecto de renovación de licencia se dividió en 5 etapas, las cuales se describen a continuación:

Etapa 1. Gestión del proyecto. Terminada.

Etapa 2. Planificación. Terminada.

Etapa 3. Ejecución. En proceso

Etapa 4. Puesta en servicio. Por Iniciar.

Etapa 5. Gestión de Cierre. Por Iniciar.

2. Proyecto del Plan integral de Gestión de Desechos Radiológicos de la CNLV

Beneficio: Disponer de capacidad de almacenamiento de desechos y residuos radiactivos durante la vida operativa (extendida) de la CNLV hasta el año 2055. Actualmente sólo se dispone de espacio de almacenamiento temporal de 4 naves, razón de la importancia de ampliar la capacidad. Los avances reportados no incluyen las fases de licitación y construcción del almacén, solo la fase I de la gestión. Este proyecto finaliza en el año 2018.

Dentro del alcance actual del proyecto, se tiene en desarrollo el plan integral de gestión, donde se establecerán estrategias técnico-económicas para poder dar atención a la situación actual en materia de desechos. Cabe mencionar que el organismo regulador, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias estableció un marco regulador donde se indican los requerimientos regulatorios en materia de gestión de desechos y combustible nuclear gastado que debe contener el documento denominado Plan de Gestión, el cual se debe entregar de manera formal a revisión y aprobación. Las líneas de acción que dan cumplimiento a este compromiso son las siguientes:

- Elaborar Plan Integral de Gestión de Desechos Radiactivos y Combustible Gastado (PIGDR) y Combustible Nuclear Gastado (CNG)
- Renovar las licencias de los almacenes AMAC
- Gestión de inventarios de edificios de proceso
- Habilitado de instalaciones de descontaminación
- Gestión de inventarios de almacenes

Término Programado: Año 2023.

3. Proyecto de almacenamiento de combustible gastado (ISFSI)

Beneficio: Mantener la capacidad de almacenamiento de combustible gastado nuclear durante el periodo de vida extendida de la CNLV. Asimismo, disponer de capacidad de almacenamiento en la alberca de Combustible para hacer frente a las recargas de combustible, mediante la transferencia de combustible de la alberca a los depósitos de almacenamiento en seco "ISFSI". Esto ayudará a garantizar la operación extendida de la Unidad 1 al año 2050 y la Unidad 2 al año 2055.

Proyecto: Almacenamiento Temporal en Seco de Combustible Gastado (ISFSI).

Mantener la capacidad de almacenamiento en las albercas de combustible gastado durante el período de operación comercial de la CN LV, considerando 30 años de extensión de licencia de operación. (2050 – U1 / 2055-U2).

Avance global del proyecto: 78% real de 78% programado.

FASE 1 (19 DIC 2014 – 31 DIC-2016) Etapa Concluida al 100%

- Construcción de Instalación para almacenamiento temporal de combustible gastado.
- Adquisición de 13 contenedores de almacenamiento.

FASE 2 (ENE 2017 – DIC 2017) Etapa Concluida al 100%

- Licenciamiento de la Autorización de Operación (CNSNS).

FASE 3.- Avance: 96% real de 96% programado.

- Realización de primera campaña de transferencia de combustible gastado al ISFSI.

FASE 4.- Avance: 0% real de 0% programado.

- Continuación de la Campaña de U1 y Campaña de U2

Estado del Proyecto:

Se concluyó el simulacro 3 (Carga del contenedor) sin hallazgos ni observaciones.

Simulacro 4 en proceso (Traslado del contenedor de transferencia al ISFSI) con presencia de la CNSNS.

En proceso el rellenado y compactado de la losa de la grúa portal.

Se emitió Liberación de Inicio de Actividades por Garantía de Calidad, para la carga de contenedores.

El 24/12/2018 a las 13:54 Se concluyó exitosamente la carga del primer contenedor.

4. Ciclos Mayores a 18 Meses en las Unidades 1 & 2 de la CNLV (24 Meses).

Año Programado Término: Año 2022

Objetivo y Propósito del Proyecto

Beneficio: Incrementar el factor de capacidad de la CNLV como consecuencia directa de la reducción del número de recargas de combustible nuclear hasta la conclusión de la vida útil de la central (U1: 2050 / U2: 2055). Sobre la base de modificar los ciclos de operación del combustible nuclear a una longitud mayor de 18 meses.

Antecedentes

Se realizó el estudio de factibilidad para poder operar ciclos de 24 meses. Se determinó que es factible, por lo cual se inicia la siguiente fase que consiste en realizar las acciones necesarias para lograr extender los ciclos hasta 24 meses.

Tablero de Indicadores Anual 2018:

Núm	Indicador	Unidad	Programado a 2018 Diciembre	Resultado 2018 a Diciembre	Prog Vs. Result Diciembre 2018 (%)
1.	Disponibilidad	%	96.67	97.19	0.54
2.	Salidas por falla	#	2	1	50.00
3.	Energía Neta	GWh	13,003.85	13,200.33	1.51
4.	Índice de Desempeño de WANO Unidad Uno	Índice	68.95	74.76	8.43
5.	Índice de Desempeño de WANO Unidad Dos	Índice	82.87	87.03	5.02

Tablero de Indicadores Anual 2017:

Núm	Indicador	Unidad	Programado a Diciembre 2017	Resultado a Diciembre 2017	Diferencia Relativa A Dic-17
1	Disponibilidad Propia	%	86.19	83.97	-2.58
2	Salidas por falla	#	2	5	150.00
3	Energía Neta	GWh	10,704.5	10,571.9	-1.24
4	Índice de Desempeño de WANO Unidad Uno	Índice	82.58	73.17	-11.39
5	Índice de Desempeño de WANO Unidad Dos	Índice	78.31	75.91	-3.07

Comentarios a las variaciones en Indicadores

1. DISPONIBILIDAD (%)

Mide la relación de energía disponible con la generación máxima teórica.

Comentario al resultado: En el año 2018 se cumple la Meta, el resultado de 2017 se encuentra en rango de alerta o amarillo por tener un resultado con una diferencia relativa de -2.58% con respecto a la meta.

El principal contribuyente son las 5 salidas por falla (2 en Julio, 1 en Agosto y 1 en Septiembre y 1 en Noviembre 2017).

2. SALIDAS POR FALLA (Núm)

Desconexiones de la unidad generadora de la red Nacional debido a disparos automáticos, manuales, de emergencia por falla de equipo o por error humano.

Comentario al resultado: En el año 2018 se cumple la Meta, el resultado del 2017 se incumple por las 5 salidas por falla que se tuvieron.

De una Meta de 2, se tuvieron 5 salidas por falla (2 en Julio, 1 en Agosto, 1 en Septiembre y 1 en Noviembre 2017).

3. GENERACIÓN NETA (GWh)

Es la producción de energía eléctrica para el servicio público por la Subdirección de Generación, Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y la energía comprada a los Productores Independientes de energía.

Comentario al resultado: En el año 2018 se cumple la Meta, el resultado del año 2017 el Indicador se encuentra en rango de alerta o amarillo por tener un resultado con una diferencia relativa de -1.24% con respecto a la meta, por efecto de las 5 salidas por falla (2 en Julio, 1 en Agosto, 1 en Septiembre, 1 en Noviembre 2017).

4 y 5. ÍNDICE DE DESEMPEÑO DE WANO Unidades Uno y Dos

Valor utilizado para medir el desempeño global de la Central. Está compuesto por 10 indicadores relacionados con la operación, confiabilidad y seguridad de planta, así como con la seguridad del personal.

Comentario al resultado: En el año 2018 se cumple la Meta, el resultado al mes de Diciembre 2017 del Índice de Desempeño de WANO a nivel Central, obtuvo un resultado de 74.54 puntos, incumpliendo con la meta establecida de 80.44 puntos. Los Indicadores que requieren ser mejorados son: Factor de Capacidad, Perdidas Forzadas, Paros Automáticos de Reactor U2, Indisponibilidad Sistemas de Alta Presión U1 y Dosis Colectiva de Exposición.

Intermediación de Contratos Legados de Interconexión

CFE-Intermediación de Contratos Legados (CFE ICL) tiene como objeto principal administrar los Contratos de Interconexión Legados y la representación de las unidades de Central Eléctrica incluidas en los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta actividad tiene como alcance a las Unidades de Central Eléctrica que se encuentran bajo el amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento. Estos objetivos se cumplen mediante actividades entre las que destacan:

- Asegurar la representación de los Contratos de Interconexión Legados en el Mercado Eléctrico Mayorista, en operaciones de venta y compra entre las centrales eléctricas y centros de carga definidos en los contratos.
- Honrar los Contratos de Interconexión Legados (CIL) en los términos que fueron suscritos hasta concluir su vigencia.
- Dar atención y seguimiento a la incorporación de nuevos permisionarios, sus Unidades de Generación e incorporación de sus Cargas Asociadas.

Actividades y Logros en 2018

La Filial creció durante el año 2018 debido a que, en comparación con el año 2017, existió un incremento de 4 Contratos de Interconexión Legados, los cuales a su vez aumentaron la Capacidad Instalada y la Generación que representa la Filial. Sin embargo, el principal aumento se presentó en las Cargas Asociadas a los Contratos con un 58.61%. La siguiente tabla muestra con más detalle el comparativo:

Concepto	UM	2017	2018	Diferencia	Variaciones (%)
					2017 a 2018
1. Contratos Interconexión Legados operando	#	249	253	4	1.61%
2. Cargas Asociadas	#	29,998	47,581	17,583	58.61%
3 Capacidad Instalada	MW	11,239	11,773	534	4.75%
4. Generación Contrato Interconexión Legado	GWh	43,083	45,856	2,773	6.44%
5. Volumen de Energía Porteadas	GWh	36,850	38,818	1,967	5.34%

Comparativo Anual

Las definiciones de los conceptos anteriores son las siguientes:

1. **Contratos Interconexión Legados operando.**

Número de Contratos de Interconexión Legados formalizados y en operación comercial

2. **Cargas Asociadas a Permisionarios.**

Centros de Carga contenidos en un CIL previamente autorizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), e incluidos en un convenio de transmisión vigente.

3. **Capacidad Instalada de los Contratos de Interconexión Legado.**

Suma de las Capacidades totales de la fuente de energía de los CIL's en operación, declarado en su Permiso y Contrato de Interconexión.

4. **Generación Contrato Interconexión Legado.**

Energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por los titulares de los CIL's. (GWH)

5. **Volumen Energía mensual Porteadas por Permisionarios.**

Energía entregada a los centros de carga asociados de cada uno de los Titulares de los CIL con un convenio de Transmisión en operación (GWH).

Evolutivo 2017

Concepto	ene-17	feb-17	mar-17	abr-17	may-17	jun-17	jul-17	ago-17	sep-17	oct-17	nov-17	dic-17	Total
Contratos Interconexión Legados operando	234	235	234	234	234	236	240	243	249	248	248	249	249
Cargas Asociadas	20,573	20,692	20,651	21,387	21,659	21,926	22,886	25,601	26,057	26,261	25,079	29,998	29,998
Capacidad Instalada MW	10,422	10,452	10,422	10,452	10,532	10,647	10,935	11,016	11,112	11,145	11,145	11,239	11,239
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	3,805	3,220	3,997	3,302	3,599	3,444	4,108	3,876	3,673	3,648	2,298	4,113	43,083
Volumen de Energía Porteadá GWh	3,027	2,802	3,160	3,163	3,196	2,989	3,307	3,204	2,891	3,182	2,952	2,978	36,850

Durante el 2017 existió un incremento del 6.41 % en los Contratos de Interconexión Legados, un 45.81 % respecto a las cargas asociadas y un 7.84 % en la Capacidad Instalada.

Durante el 2018 existió un incremento del 1.20 % en los Contratos de Interconexión Legado, un 60.87 % respecto a las cargas asociadas y un 4.18 % en la Capacidad Instalada.

Evolutivo 2018

Concepto	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total
Contratos Interconexión Legados operando	250	248	248	248	248	244	246	248	249	249	252	253	253
Cargas Asociadas	29,605	32,474	31,426	31,708	31,726	30,591	40,281	41,384	41,402	41,818	45,591	47,581	47,581
Capacidad Instalada MW	11,300	11,338	11,074	11,074	11,074	10,757	10,817	10,848	10,851	10,851	11,136	11,773	11,773
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	4,275	3,242	3,915	3,813	3,625	3,583	4,191	4,023	3,513	3,874	3,633	4,169	45,856
Volumen de Energía Porteadá GWh	3,156	2,942	3,381	3,107	3,191	3,147	3,373	3,416	3,147	3,390	3,228	3,339	38,818

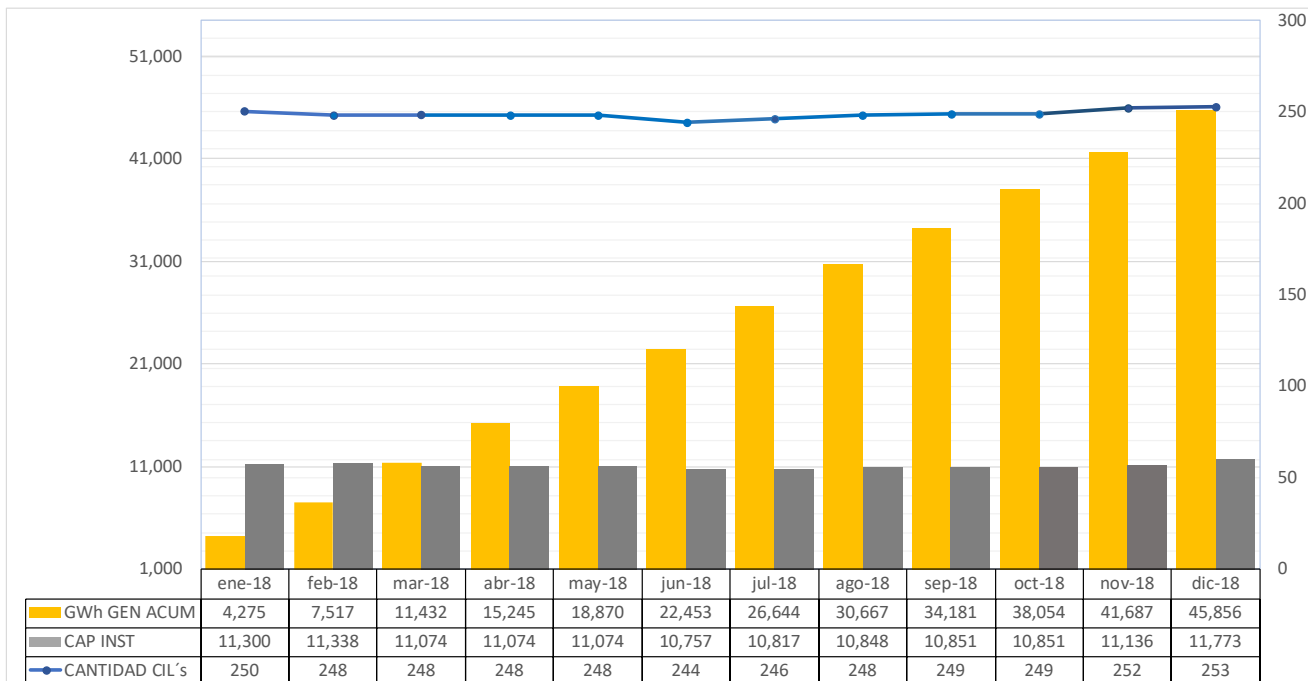
Evolutivo 2018

Las Variaciones de incremento entre los años 2017 y 2018 fueron de un 1.61 % en los Contratos de Interconexión Legados, un 58.61 % respecto a las cargas asociadas, 4.75 % respecto a la Capacidad Instalada, 6.44 % en la Generación y un aumento del 5.34 % en el Volumen de energía Porteada.

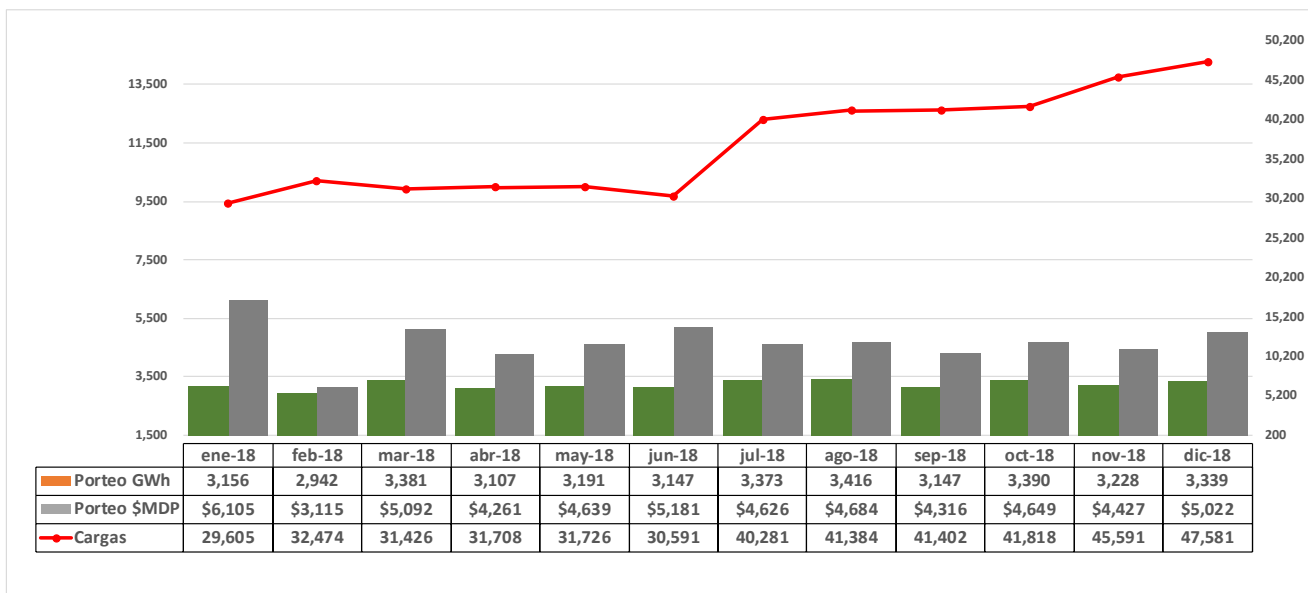
Variaciones 2017-2018

Concepto	ene-18	feb-18	mar-18	abr-18	may-18	jun-18	jul-18	ago-18	sep-18	oct-18	nov-18	dic-18	Total
Contratos Interconexión Legados operando	16	13	14	14	14	8	6	5	0	1	4	4	4
Cargas Asociadas	9,032	11,782	10,775	10,321	10,067	8,665	17,395	15,783	15,345	15,557	20,512	17,583	17,583
Capacidad Instalada MW	878	886	652	622	542	110	-118	-168	-260	-293	-9	534	534
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	470	22	-82	510	26	139	83	147	-160	226	1,335	56	2,773
Volumen de Energía Porteada GWh	129	140	220	-56	-4	158	66	212	256	208	276	361	1,967

Permisionarios Activos y Energía Generada



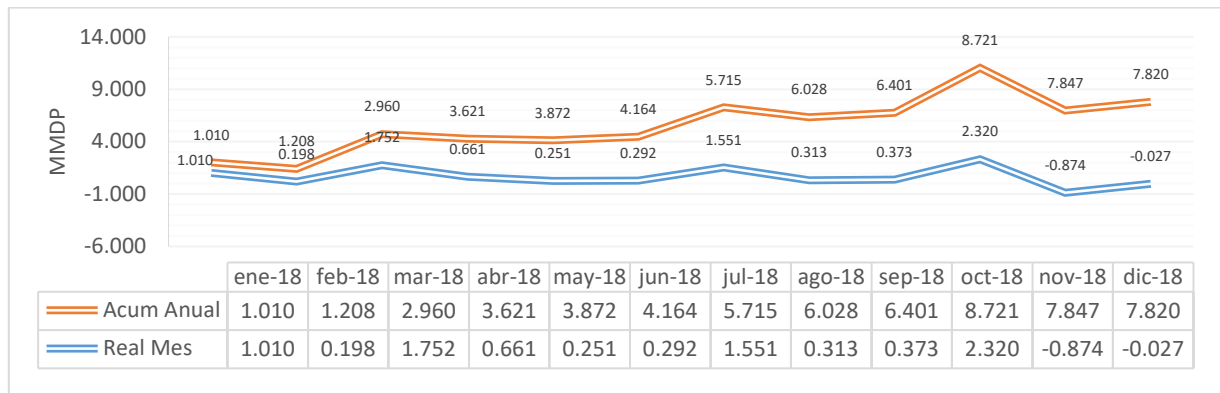
Energía Porteada y Cargas Asociadas



Generador de Intermediación

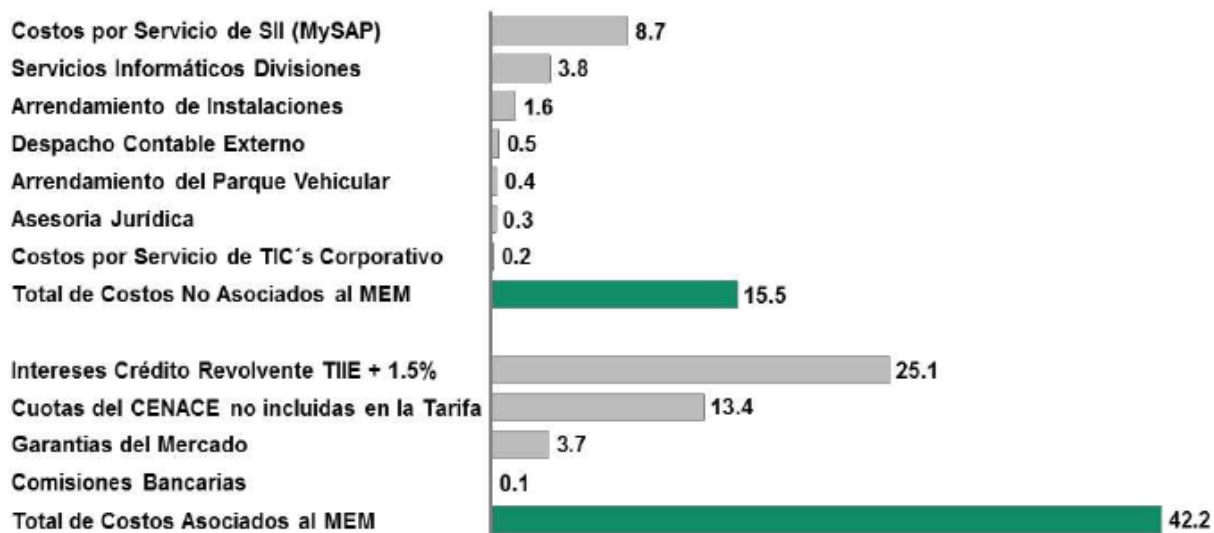
La Filial CFE Intermediación de Contratos Legados realiza las funciones del Generador de Intermediación descrito en las Bases del Mercado, y los costos de operación se recuperarán por medio de un balance financiero, el cual se integra por el saldo de las operaciones ante el MEM ante los permisionarios y considerando los costos de operación autorizados por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el resultado neto de estas operaciones se socializa (pagan) entre los participantes del mercado.

Al cierre del 2018 se socializaron \$ 7.82 MMDP a los participantes del mercado.



El 15 de febrero 2018 la CRE, por medio del Acuerdo A/003/2018, autorizó los Costos de Operación de la Filial, para el año 2017 y 2018, los cuales incluyen Costos asociados a la Operación de la Filial en el MEM y fuera del mercado de acuerdo con lo siguiente:

Autorización de Costos de Operación



Durante el 2018 se celebró el contrato con la EPS Distribución para que a través de sus Divisiones brinden el servicio de personal necesario para la administración y representación de los Contratos de Interconexión Legado, este rubro no se autorizó en el Acuerdo A/003/2018, toda vez que el costo del personal se encuentra incluido en la Tarifa de Distribución, sin embargo, se menciona que cuando se emitan las Disposiciones Administrativas de Carácter General relacionadas con las Tarifas de Distribución, los sueldos y salarios del personal que actualmente pertenece a CFE Distribución y que desempeña actividades de la Filial CFE ICL, serán evaluados dentro del presupuesto de CFE ICL siempre y cuando dicho personal sea transferido de CFE Distribución a CFE ICL o bien se podrá evaluar si se trata de personal nuevo, este concepto se gestionará en el 2019.

CFE Transmisión

CFE Transmisión es una empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, la cual tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el Servicio Público de Transmisión de energía eléctrica en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, así como de llevar a cabo, ente otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público a lo largo de todo el territorio nacional.

Para ello CFE Transmisión cuenta con las instalaciones (líneas de transmisión y subestaciones de potencia) que permiten transportar la energía desde las centrales eléctricas donde se produce hasta puntos remotos a través de las redes eléctricas. Debido a que la electricidad se genera en media tensión, las Subestaciones del proceso de Transmisión, conocidas como Subestaciones de Potencia, elevan la tensión para conducirla por redes de dicho nivel que le permitirán a la energía ser conducida a largas distancias, con destino a centros de carga donde será consumida o hacia interconexiones con las redes del proceso de Distribución, que a su vez conducirán la electricidad hacia los usuarios finales en tensiones menores.

Escenario tecnológico 2018 comparado con 2017

Escenario tecnológico Transmisión	Unidad de medida	Datos		Variaciones
		2017	2018	2017 a 2018
1. Longitud de Líneas de Transmisión	Km	107,042	108,017	975
2. Subestaciones de Potencia	No	2,123	2,192	69
3. Capacidad de Subestaciones	MVA	157,643	162,602	4,959

Fuente: CFE Transmisión, febrero 2019

Km – Kilometro

No – Número

MVA – Megavolt-Ampere

La construcción e integración de estas 69 subestaciones de potencia a la Red Nacional de Transmisión nos permite garantizar el suministro de energía eléctrica en el corto y mediano plazo, con la confiabilidad y capacidad requerida por el cliente; así como también, de satisfacer los requerimientos de incremento en la demanda de energía eléctrica a lo largo de todo el país. Este incremento en el número de subestaciones y como consecuencia el incremento de la capacidad de transformación (4,959 MVA) en 3%, principalmente se realizaron en los estados de Coahuila, Chihuahua, Sinaloa, Sonora, Estado de México, Quintana Roo, Tamaulipas y Veracruz.

Datos Mensuales Indicadores SAIDI y SAIFI

SAIDI (System Average Interruption Duration Index, por sus siglas en inglés) es el Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario, valor de la Red Nacional de Transmisión Sin Eventos.

SAIFI (System Average Interruption Frequency Index, por sus siglas en inglés) es la Frecuencia Media de Interrupción por usuario, valor de la Red Nacional de Transmisión Sin Eventos.

2017													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.149	0.338	0.352	0.799	1.765	1.997	2.331	2.396	4.160	4.399	4.545	4.601	4.601
SAIFI	0.008	0.015	0.015	0.025	0.071	0.080	0.088	0.092	0.219	0.225	0.227	0.231	0.231
2018													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.437	0.497	0.764	0.880	0.936	1.524	1.610	1.783	1.824	2.010	2.049	2.110	2.110
SAIFI	0.006	0.010	0.013	0.020	0.024	0.046	0.053	0.061	0.064	0.073	0.076	0.079	0.079
Variaciones													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.287	0.160	0.412	0.081	-0.829	-0.473	-0.721	-0.613	-2.336	-2.390	-2.496	-2.491	-2.491
SAIFI	-0.002	-0.005	-0.003	-0.005	-0.048	-0.034	-0.035	-0.031	-0.155	-0.153	-0.151	-0.152	-0.152

Fuente: CFE Transmisión, MDE Tablero febrero 2019

Índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI

Principales proyectos de infraestructura 2018

Durante 2018 se amplió la Red Nacional de Transmisión (RNT) incorporando las obras de 10 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones con una inversión de \$331.19 millones de dólares, incrementando en más de 1,104.2 kilómetros-circuito de redes de transmisión y en 1,950 MVA la capacidad de transformación, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio.

No. Proy.	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	Características Principales	km-c	MVAs
1	215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5ª Fase)	Mexicali, B.C.	12.48	33.2 km-c, 4A.	33.2	0
2	281 LT 1706 Red de Transmisión Asociada a la CC Noreste	Ramos Arizpe y el Carmen	45.91	138.8 km-c, 7A.	138.8	0
3	282 SLT 1720 Distribución Valle de México (1ª Fase)	Ecatepec, México	11.74	120 MVA, 1 km-c, 18A.	1	0
4	280 SLT 1721 Distribución Norte (4ª Fase) 1/	Namiquipa, Chihuahua	6.49	30 MVA, 17.20 km-c, 5A.	17.20	0

No. Proy.	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	Características Principales	km-c	MVAs
5	288 SLT 1722 Distribución Sur (2ª Fase)	Benito Juárez, Cancún	7.1	40 MVA, 4.6 km-c, 9A.	4.6	0
6	307 SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2ª Fase)	Ahumada, Chihuahua	35.19	158.8 km-c, 2A.	158.5	0
7	297 LT 1811 Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I (Antes Red de Guaymas II)	Hermosillo, Sonora	86.69	425.5 km-c, 16A.	425.6	0
8	314 LT 1911 Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II (Antes Red de Guaymas III)	Empalme, Sonora	89.98	1750 MVA, 118.9 km-c, 14A.	118.9	1750
9	337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte – Occidental (2ª Fase)	Namiquipa, Chihuahua	31.13	200 MVA, 205 km-c 6A.	205.4	200
10	328 LT 2011 Red de Transmisión Asociada a la CG los Azufres III (Fase II)	Hidalgo, Hidalgo	4.48	1 km-c, 4A.	1	0
Total			354	331.19	1,104.2	1950

1/ CFE Transmisión no ejecuta proyectos de CFE Distribución, los ejecuta la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación. Este proyecto es legado (autorizado por la SHCP antes de la LIE) En ese momento era del ámbito de Distribución.

Abreviaturas:

km-c: kilómetro circuito.

MVA: Megavolt Ampere.

MVAR: Megavolt Ampere reactivo,

A: Alimentadores.

MDD: Millones de dólares

1 - 215 SLT 1201 Transmisión y Transformación de Baja California (5ª Fase)

Inversión: 12.48 MUSD

Características: 33.2 km-c, 4A.

Descripción: Incrementar la capacidad de Transmisión de energía eléctrica en Baja California, asegurando la Confiabilidad y Calidad del Servicio.

2 - 281 LT 1706 Red de Transmisión Asociada a la CC Noreste

Inversión: 45.91 MUSD

Características: 138.8 km-c, 7A.

Descripción: Modernización de la infraestructura eléctrica, así como reforzar y garantizar el suministro de energía eléctrica a un amplio sector industrial, comercial y poblacional del Estado de Coahuila.

3 - 282 SLT 1720 Distribución Valle de México (1ª Fase)

Inversión: 11.74 MUSD

Características: 120 MVA, 1km-c, 18A.

Descripción: Ampliación de la Red de Transmisión eléctrica de la Zona del Valle de México

4 - 280 SLT 1721 Distribución Norte (4ª Fase)

Inversión: 6.49 MUSD

Características: 30 MVA, 17.20 km-c, 5A.

Descripción: Garantizar la demanda de suministro de energía eléctrica, reforzando la línea existente y beneficiar la calidad del suministro de la Región del Municipio de Francisco I. Madero, para seguir impulsando el crecimiento de la Región y desarrollo del Estado de Coahuila.

5 - 288 SLT 1722 Distribución Sur (2ª Fase)

Inversión: 7.1 MUSD

Características: 40 MVA, 4.6 km-c, 9A.

Descripción: Satisfacer la demanda de energía de la población rural y urbana del Estado de Quintana Roo y contribuir con la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la Zona.

6 - 307 SLT 1802 Subestaciones y Líneas de Transmisión del Norte (2ª Fase)

Inversión: 35.19 MUSD

Características: 158.8 km-c, 2A.

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica en el corto y mediano plazo, con la calidad, confiabilidad y continuidad requeridas para seguir impulsando el desarrollo del Estado de Durango.

7 - 297 LT 1811 Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I

(Antes Red de Guaymas II)

Inversión: 86.69 MUSD

Características: 425 km-c, 16A.

Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión en el sistema de energía eléctrica, asegurando la confiabilidad y calidad del servicio.

8 - 314 LT 1911 Red de Transmisión Asociada al CC Empalme II

(Antes Red de Guaymas III)

Inversión: 89.98 MUSD

Características: 1750 MVA, 118.9 km-c, 14A. Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión en el sistema de energía eléctrica, asegurando la confiabilidad y calidad del servicio.

9 - 337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte – Occidental (2ª Fase)

Inversión: 31.13 MUSD

Características: 200 MVA, 205 km-c, 6A. Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica incrementada, derivado a la demanda y así beneficiar la calidad del suministro en el Municipio de Cuauhtémoc, para seguir impulsando el crecimiento de la región y desarrollo del Estado de Chihuahua.

10 - 328 LT 2011 Red de Transmisión Asociada a la CG Los Azufres III (fase II)

Inversión: 4.48 MUSD

Características: 1 km-c, 4A.

Descripción: Realizar la Interconexión que unirá a la unidad 18 (nuevas) al sistema eléctrico que atiende de manera directa a los Centros de consumo en el Estado de Michoacán Principalmente los Municipios de Hidalgo, Zinapécuaro y Marvatío, por lo que ayudará a mejorar la confiabilidad.

MUSD: Millones de dólares

Principales Proyectos de Infraestructura

Los proyectos a continuación descritos, se realizaron a través de Obra Pública Financiada (OPF):

Durante 2018 se concluyó la construcción de 10 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones con una inversión de \$ 331.19 millones de dólares y más de 1,104.2 km-c de redes de Transmisión.

Mejoramiento y reforzamiento de la red de transmisión a través de la sustitución de equipo eléctrico en Subestaciones y Líneas de Transmisión con una inversión de \$579 millones de pesos.

- Subestaciones: Sustitución de equipo eléctrico primario (interruptores, aisladores, transformadores de potencia, reactores, transformadores de instrumento, apartarrays, cuchillas, bancos de baterías, tableros de transferencia y boquillas).
- Líneas: reubicación e instalación de apartarrays de líneas, mejoras en los sistemas de tierra en estructuras de líneas de transmisión, negociación para el acceso a la limpieza y corte de vegetación en brechas críticas con problemática social, modificación de ángulo de blindaje en líneas de transmisión, así como sustitución de cadenas de aislamiento de vidrio y/o cerámicas por material polimérico.

Algunas actividades e Infraestructura



Subestación Ramos Arizpe

(septiembre de 2018)

La Subestación Eléctrica se encuentra ubicada en la ciudad de Ramos Arizpe, cabecera municipal del municipio del mismo nombre en el Estado de Coahuila, México

Subestación Seri (marzo de 2018)

La Subestación Eléctrica se encuentra ubicada en los ejidos del Fraccionamiento Los Pinos, Rancho Las Víboras, en Hermosillo, Son.





Subestación Bacum (febrero de 2018)

La Subestación Eléctrica Bacum se encuentra ubicada en el municipio de Cajeme, Son.

Otras Obras: Aportaciones de Terceros

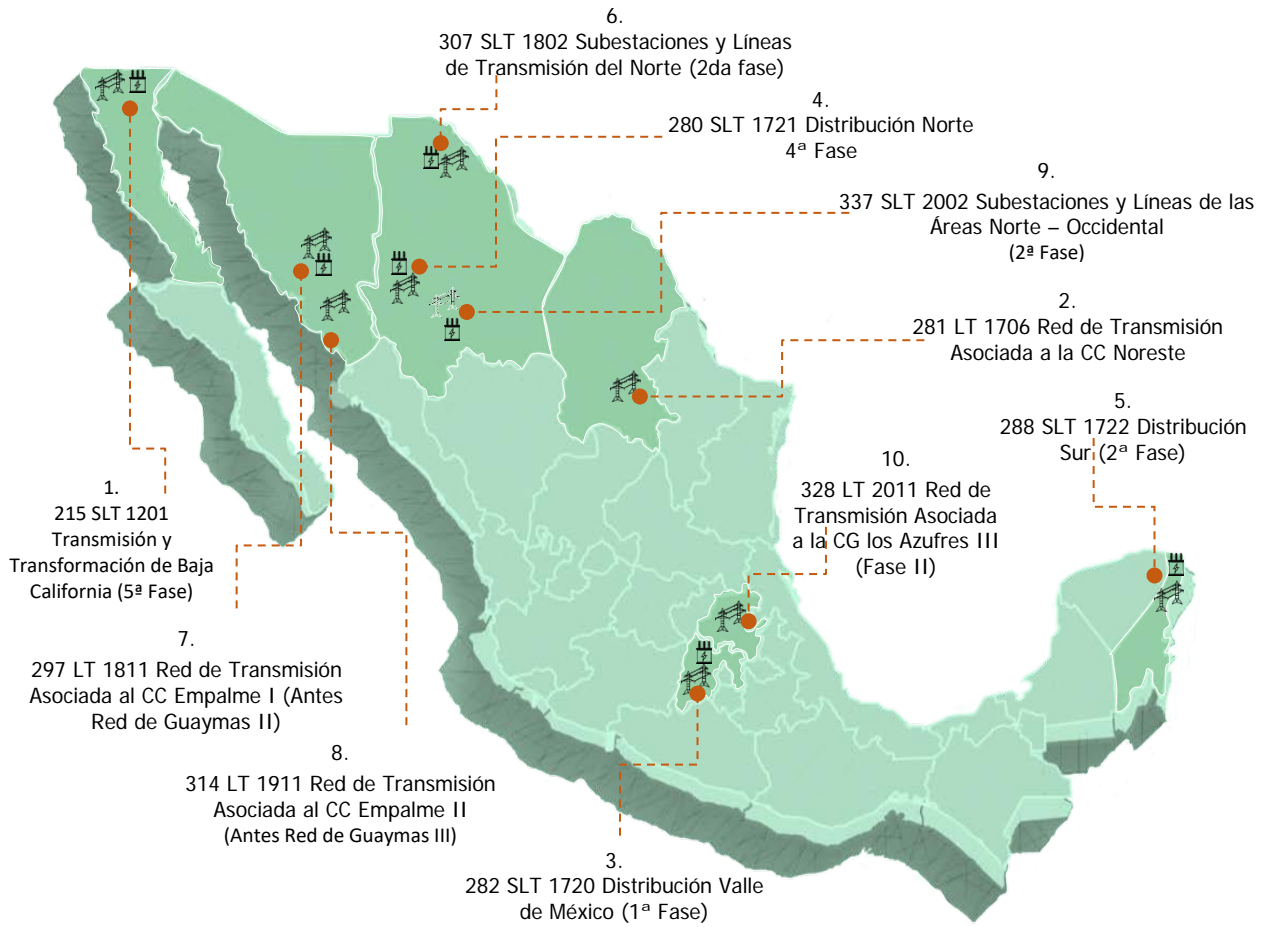
Subestaciones Maniobras Mexsolar
(septiembre de 2018)

Subestación Maniobras Mexsolar I
(octubre de 2018)

Las Subestaciones eléctricas se encuentran ubicadas en el municipio de San Miguel de Allende, Guanajuato.



Proyectos de Transmisión concluidos en 2018 – Obra Pública Financiada



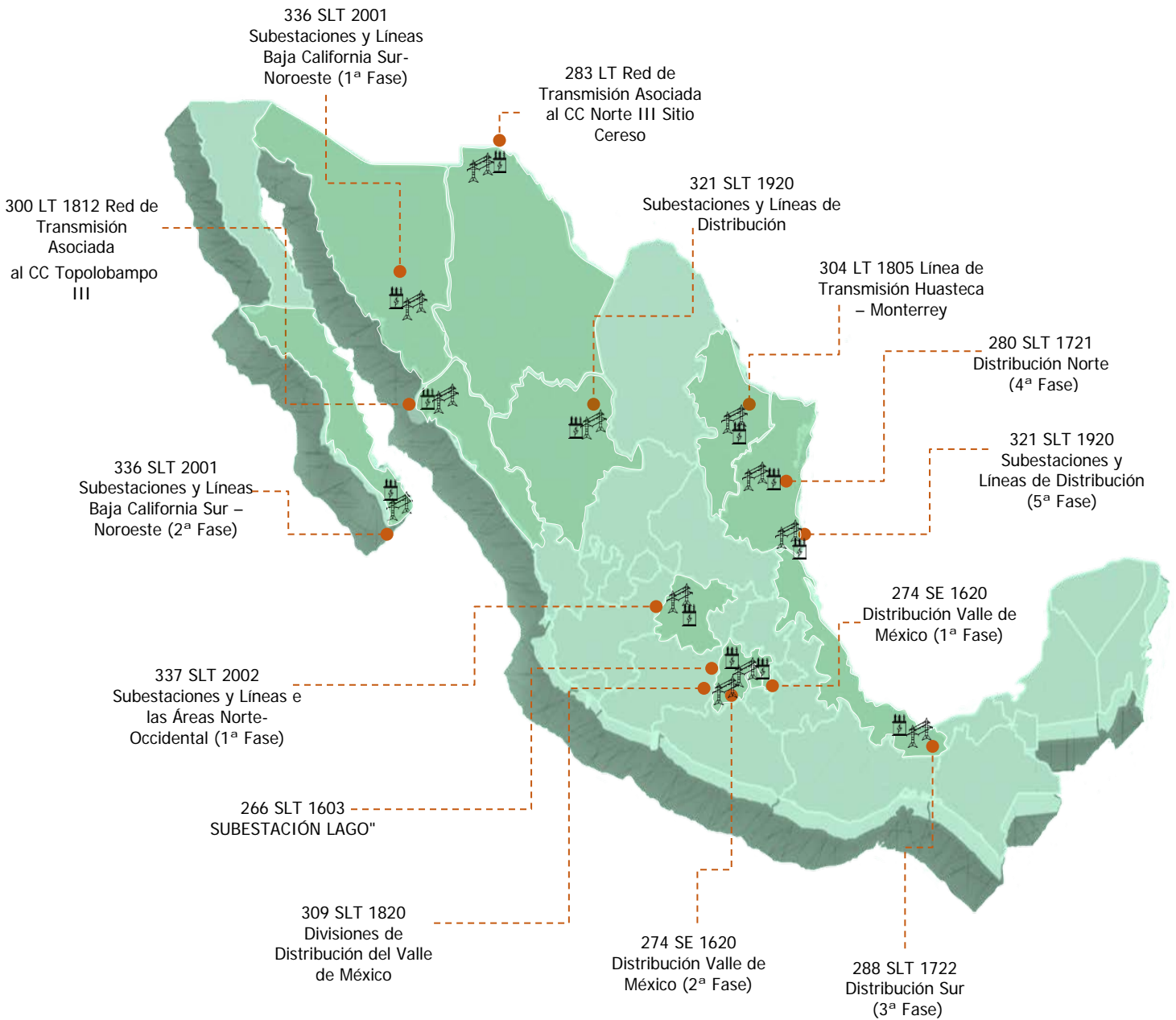
Proyectos de Transmisión concluidos en 2018 – Obra Pública Presupuestal

Por otra parte, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal (OPP), se concluyeron dos proyectos de subestaciones y líneas, que representan metas de 52.1 km-c y 2 alimentadores. Estos proyectos representaron una inversión de \$57.004 millones de pesos.



Proyectos de Transmisión en construcción en 2018 – Obra Pública Financiada

A diciembre de 2018, se encontraban en construcción 14 proyectos de subestaciones y líneas, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). Dichas obras representan metas por 1,496.58 km-c, 5,065 MVA, 629.5 MVAR y 345 alimentadores. Estos proyectos significan una inversión conjunta por \$661.7 millones de dólares.



De estos proyectos en construcción, a continuación, se enuncian los cinco más relevantes:



S.E. Terranova Ampliación / 283 LT Red de Transmisión Asociada a la CCC Norte III Sitio Cereso

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$17.348 millones de dólares y está ubicado en el municipio de Juárez, Chihuahua. Está integrado por seis obras, de las cuales dos son subestaciones eléctricas y cuatro líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 21.1 km-c y 10 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la red de 230 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico nacional en su región norte, cita en el Estado de Chihuahua. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para febrero de 2019.

Este Proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$ 126.829 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Guémez, Altamira, Cadereyta Jiménez y Juárez. Está Integrado por cinco obras, de las cuales dos son subestaciones eléctricas y tres líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 195.3 MVar, 441.8 km-c y 3 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la red de 400 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico de Oriente-Noreste. La fecha estimada de conclusión del proyecto es sin definir.



S.E. Guémez Ampliación / 304 LT Red de Transmisión Huasteca – Monterrey



S.E. El Palmar / 336 SLT Subestaciones y Líneas Baja California Sur – Noroeste (2ª Fase)

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$ 15.871 millones de dólares y está ubicado en el municipio los cabos. Está integrado por tres obras, de las cuales dos son subestaciones eléctricas y una línea de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 300 MVar, 50.80 km-c y 4 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la red de 230 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico de Baja California Sur. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para marzo de 2019.

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$ 24.493 millones de dólares y está ubicado en los municipios Bacum, Ahome y Cajeme. Está integrado por cuatro obras de las cuales dos son asociadas a subestaciones eléctricas y dos con líneas de transmisión. El proyecto considera la instalación del segundo tendido de conductores desde la S.E. Choacahui a la S.E. Bacum con un banco de reactores de línea y modificación de la red de la Zona de Mochis con 75 MVAR, 276 km-c, 5 alimentadores de línea. Se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la res de 400 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico de los estados de Sonora y Sinaloa de la GRTNO. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para abril de 2019.



L.T. Choacahui - Bacum / 300 LT Red de Transmisión
Asociada al CC Topolobampo III



S.E. Silao Potencia Bco. 3 / 337 SLT 2002 Subestaciones
y Líneas de las Áreas Norte – Occidental” (1ª Fase).

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$29.042 millones de dólares y está ubicado en el Municipio de Chihuahua, Estado de Chihuahua. Está integrado por cuatro obras que se ubican en la GRT NT, de las cuales dos son subestaciones eléctricas, Moctezuma + MVAR y Encino Ampliación y una línea de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 207.5 km-c, 875 MVA, 100 MVAR y 2 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la red de 400 kV para la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional en su Región Norte, cita en el Edo de Chihuahua. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para abril de 2019.

Exportación – Importación de Electricidad

En el año 2018, a través de la Red Nacional de Transmisión se importó 6,852 GWh y se exportó 1,813 GWh.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados) GWh			Variaciones (%)	
	*2016	**2017	**2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1.Importación	2,243	6,076	6,852	No comparable	12.77
2.Exportación	2,056	2,040	1,813	No comparable	-11.13

Fuente: Balance de Energía de CFE Transmisión

* Datos correspondientes a la Red de Transmisión (RT) de 161 kV a 400 kV.

** Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión (RNT) de 69 kV a 400 kV

Tablero de Principales Indicadores

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016*	2017**	2018**	2016 a 2017	2017 a 2018
1.SAIFI	0.040	0.231	0.079	No comparable	-0.152
2.SAIDI	0.976	4.601	2.110	No comparable	-2.491
3.IDT	99.330	99.643	99.662	0.313	0.019

Fuente: CFE Transmisión, MDE Tablero febrero 2019

1 Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI

2 Índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos

3 Índice de Disponibilidad de Transmisión, IDT

* Datos correspondientes a la Red de Transmisión (RT) de 161 kV a 400 kV.

** Datos correspondientes a la Red Nacional de Transmisión (RNT) de 69 kV a 400 kV

Comentarios a las variaciones:

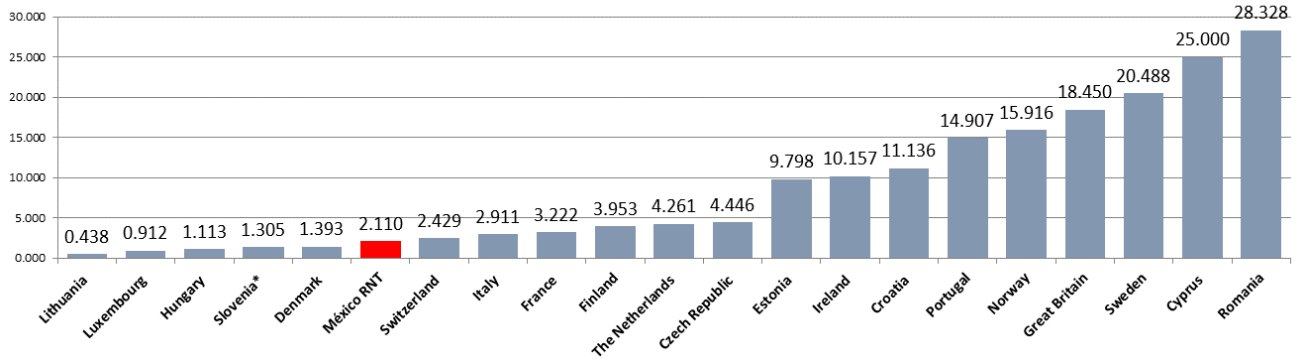
En el año 2017 se tuvieron eventos atípicos ocurridos en la Red Nacional de Transmisión en los meses de mayo y septiembre en los ámbitos de las Gerencias Regionales de Transmisión Peninsular y Noreste respectivamente, que incrementaron los resultados para este ejercicio. En el año 2018 no se presentan eventos atípicos en la RNT.

La meta para SAIDI en el año 2018 fue de 2.940 minutos, siendo su resultado al cierre de diciembre 2018 de 2.110 minutos, esto quiere decir que, en promedio, los usuarios no tuvieron suministro eléctrico atribuible al transportista por lapso de 2.110 minutos.

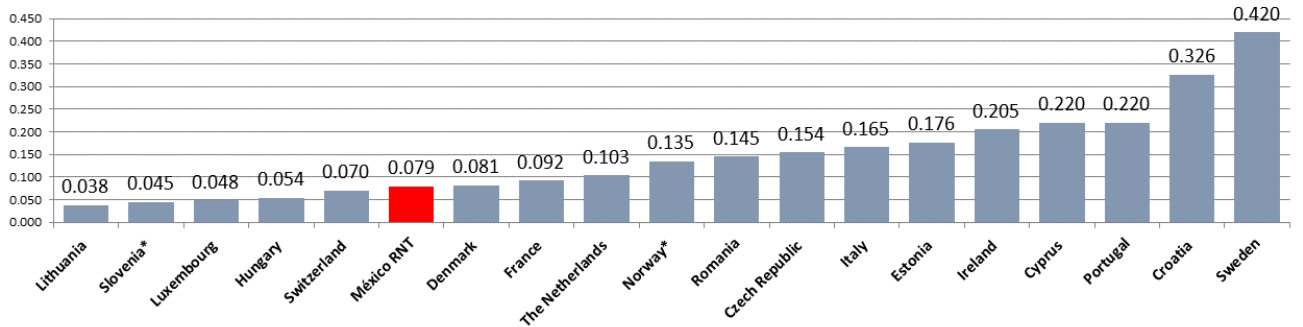
La meta para SAIFI en el año 2018 fue de 0.196 minutos, siendo su resultado al cierre de diciembre 2018 de 0.079 minutos, se observa que, en promedio, solo 0.079 usuarios experimentaron interrupción mayor a 5 minutos por causa atribuible al transportista.

En el comparativo internacional, para los indicadores SAIDI y SAIFI con base en el *CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply data update*, se tiene que:

SAIDI en Transmisión (sin eventos)



SAIFI en Transmisión (sin eventos)



Actividades del Consejo de Administración

En el 2018 se llevaron a cabo las siguientes Sesiones del Consejo de Administración de CFE Transmisión:

- Séptima Sesión Ordinaria de fecha 22 de marzo de 2018 en donde se tuvieron 20 Acuerdos (Del CA Trans-47/2018 al CA Trans-66/2018).
- Octava Sesión Ordinaria de fecha 29 de agosto del 2018, en donde se tuvieron 9 Acuerdos (Del CA Trans-67/2018 al CA Trans-75/2018).
- Novena Sesión Ordinaria de fecha 22 de noviembre del 2018, donde se tuvieron 7 Acuerdos (Del CA Trans-76/2018 al CA Trans-82/2018).

CFE Distribución

En CFE Distribución se propone brindar el **servicio público de distribución de energía eléctrica** con **estándares internacionales, calidad, seguridad y confiabilidad, garantizando** a los diferentes **participantes del mercado el libre acceso a las Redes Generales de Distribución (RGD)**.

Los objetivos se cumplen a partir del funcionamiento de tres procesos clave:

- **Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento** de las RGD
- **Medición, Conexión y Servicios Comerciales** a los **participantes del mercado eléctrico**
- **Servicios al cliente** final

Principales logros del 2018

- Atención de afectaciones por: un sismo, un huracán, tres tormentas tropicales y un frente frío; logrando el restablecimiento del suministro a 2.44 millones de clientes afectados. Antes de 24 horas se restableció en promedio el 70%, en 3 días el 95% y en 4 días el 100%.
- Disminución de las pérdidas de energía eléctrica con alta tensión al pasar de 11.60% a 11.21%, lo que representa 0.39 puntos porcentuales menos con respecto al 2017.
- Las pérdidas en media y baja tensión (reguladas) se redujeron al pasar de 13.97% a 13.45%, lo que equivale a 0.52 puntos porcentuales con respecto al 2017.
- Ingreso Requerido de 104,660 millones de pesos, con lo que se superó la meta de 102,615 millones de pesos logrando un incremento de casi el 2%.
- Conclusión de la modernización de la red eléctrica del corredor Reforma, en la Ciudad de México. Debido a que la instalación eléctrica tenía una antigüedad de entre 50 y 60 años, enterrada directamente en el subsuelo, se sustituyeron las redes automáticas y radiales existentes, mediante la implementación de 32 circuitos en 23 kV, 184 equipos de seccionamiento de última generación, 35 equipos de transferencia automática, 130 equipos de transformación, equipos de comunicaciones, control y medición de última tecnología, así como, 201 km circuito de media tensión y 108 km circuito de baja tensión, con una inversión de 1,900 millones de pesos, con beneficios para 43,198 usuarios.
- Se entregó, en marzo de 2018, la plataforma informática en materia de Generación Distribuida, solicitada en las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG's) en Materia de Generación Distribuida, publicadas en el DOF en marzo de 2017. Para tal fin, se llevó a cabo con oportunidad y sin precedentes, el análisis de la Capacidad de Alojamiento de los 11,163 circuitos de distribución de energía eléctrica de media tensión en operación a diciembre de 2017. Además, en septiembre de 2018, se entregó a la CRE la actualización semestral de la capacidad de alojamiento para 11,278 circuitos, en operación a junio de 2018, obteniendo una capacidad de 28 GW.
- Se lograron certificar bajo el Programa Nacional de Auditoría Ambiental 369 subestaciones con capacidad mayor o igual a 10 MVA's. Por este logro, y el constante compromiso que se tiene

con el medio ambiente, CFE Distribución recibió un reconocimiento especial de “Compromiso Ambiental”, otorgado por la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

Principales Retos 2018

- La contención de pérdidas técnicas, la cual a pesar de los esfuerzos realizados aumentó 470 GWh, debido a un mayor volumen de energía recibida equivalente a 8,605 GWh, resultando en el incumplimiento de la meta del indicador de Pérdidas.
- Se identificaron tres principales problemáticas para la recuperación de Pérdidas No Técnicas: delincuencia organizada, resistencia civil y asentamientos irregulares; que al cierre 2018 impactaron en el indicador en un 35%, equivalente a 6,276 GWh o 11,224 MDP. Estas problemáticas se presentaron principalmente en los estados de Tamaulipas, Veracruz, Estado de México, Ciudad de México, Chiapas, Chihuahua, Coahuila, Durango, Guerrero y Oaxaca
- Se consideró firmar convenios para obras de electrificación a través del FSUE durante el primer semestre de 2018, sin embargo, debido a la gran demanda de dependencias de gobierno (federales, estatales, municipales y asociaciones civiles, se tuvo la necesidad de firmar convenios adicionales en el segundo semestre, ocasionando que obras convenidas en el último trimestre 2018 se vayan a concluir en el primer trimestre de 2019.

El mandato de ley, como Empresa Productiva del Estado, exige ser rentables y aportar valor al Estado Mexicano, lo que lograremos a través de incrementar la eficiencia en las operaciones, en especial la reducción de las pérdidas de energía.

Con la finalidad de alcanzar estos objetivos, CFE Distribución cuenta con **más de 40 mil talentos, ubicados geográficamente en 16 Divisiones de Distribución** que son **Unidades de Negocio** y, éstas a su vez, se dividen en 150 Zonas de Distribución.

La **principal infraestructura** se conforma de:

- Más de **2 mil subestaciones** eléctricas, **todas telecontroladas**
- Más de **1.4 millones** de **transformadores de distribución**
- Más de **838 mil kilómetros de líneas de media y baja tensión**, equivalentes a **20 vueltas al planeta tierra**
- Más de **22 mil vehículos** de trabajo (5,240 vehículos chasis con equipo hidráulico)
- **641 plantas de emergencia, 41 Torres de iluminación y 81 subestaciones móviles**

Los principios que nos guían en CFE Distribución son:

- El **servicio de excelencia al cliente**
- Un **liderazgo que transforma**
- El **trabajo en equipo**
- Una **cultura de alto desempeño**

Durante 2018 se presentó: **un sismo, un huracán, tres tormentas tropicales y un frente frío, afectando a 2.44 millones de clientes, 1,257 postes y 72 transformadores de distribución.** Su atención ha significado para CFE Distribución **806 millones de pesos**, con la participación de **5,997 electricistas** en **20 estados** del país.

Con el **compromiso de los trabajadores de CFE** y la **coordinación con las autoridades competentes** de los diferentes niveles de gobierno, se lograron tiempos de restablecimiento del servicio que promediaron niveles de 70% **antes de 24 horas**, niveles de 95% en **3 días**, y el restablecimiento total en **4 días**.

Principales Resultados de los Indicadores de CFE Distribución

Indicador	Unidad	Resultados		2018		Variaciones (%)		Benchmark	
		2016	2017	Meta	Resultado	2016 a 2017	2017 a 2018	Resultado	Fuente
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	14.74	13.97	12.32	13.45	5.22	3.72	8.26	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión)	%	12.36	11.60	10.49	11.21	6.14	3.36	6.31	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?locations=OE
3. SAIDI	Min/ Clientes	30.206	29.264	28.386	26.981	3.12	7.8	30.206	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4
4. SAIFI	Int/ Clientes	0.706	0.575	0.573	0.502	18.56	12.70	0.706	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4
5. Restablecimiento en Baja Tensión	%	95	84.51	90	93.01	-11.042	10.06	No aplica	los plazos no son indicadores internacionales, la duración de fallas se maneja con el SAIDI internacionalmente
6. Restablecimiento sectorial por falla	%	96.7	86.8	90	94.96	-10.238	9.40	No aplica	los plazos no son indicadores internacionales, la duración de fallas se maneja con el SAIDI internacionalmente
7. Conexión en Baja Tensión	%	97	79.82	90	94.58	-17.711	18.49	No aplica	los plazos no son indicadores internacionales, la duración de fallas se maneja con el SAIDI internacionalmente
8. Reconexión de servicio cortado	%	98.22	91.66	90.0	97.65	-6.7 %	+6.5 %	No aplica	No se cuenta con referencia internacional

MT+BT: Media tensión más baja tensión

SAIDI: Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema.

SAIFI: Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema.

1 y 2 Sistema del Balance de Energía (SIBE)

3 y 4 Sistema Integral Administración Distribución (SIAD), Sistema de Monitoreo de Calidad de la Energía (SIMOCE).

5,6,7,8 Sistema Concentrado de Solicitudes de Servicio (CSSNa)

Disminución de Pérdidas de Energía

Las **Pérdidas de Energía Eléctrica** en la CFE Distribución se dividen en **Pérdidas de Energía Eléctrica Técnicas y No Técnicas**. Las **Pérdidas Técnicas** son las que se originan al distribuir la

energía eléctrica, por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores. Las **Pérdidas No Técnicas** son aquellas que se generan por usos ilícitos (robos de energía), fallas de medición (daños en los equipos de medición) y errores administrativos (errores de facturación).

Pérdidas de energía con alta tensión

Durante **2017** y **2018**, la CFE Distribución llevó a cabo 5 estrategias, en sus 16 Unidades de Negocio, para la disminución del indicador de pérdidas, logrando en **2018 detectar un 10% más** de energía perdida con respecto al 2017, equivalente a **7,655 GWh**, pasando de un valor de **11.60%** en diciembre **2017** a un valor de **11.21%** en **2018**, incluyendo alta tensión.

Porcentaje mensual de pérdidas de energía con Alta Tensión 2018

2017											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
12.47	12.45	12.43	12.37	12.34	12.34	12.11	12.29	12.09	11.85	11.77	11.6

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2017)

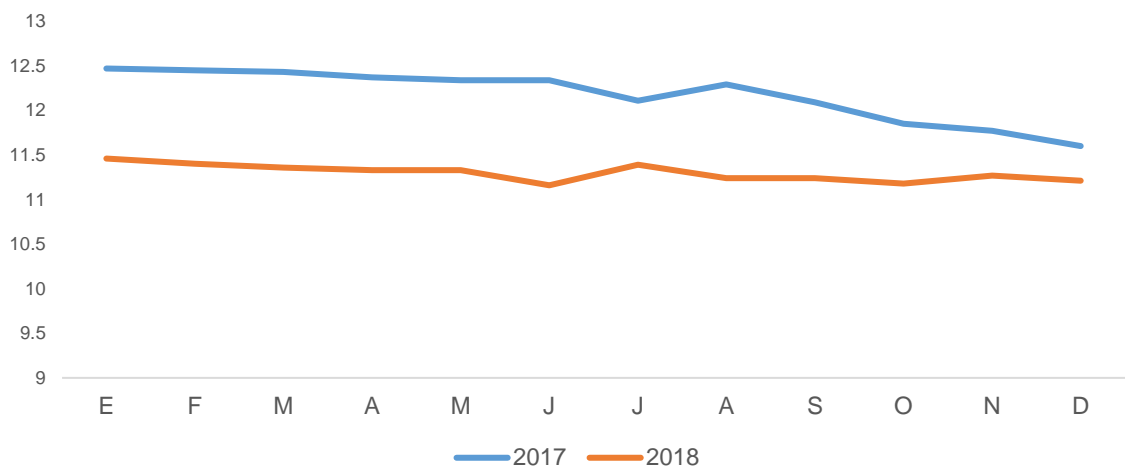
2018											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
11.46	11.40	11.36	11.33	11.33	11.16	11.39	11.24	11.24	11.18	11.27	11.21

Fuente: CFE Distribución Sistema de Balance de Energía (Cierre 2018)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.01	1.05	1.07	1.04	1.01	1.18	0.72	1.05	0.85	0.67	0.5	0.39

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2018)

Porcentaje de Pérdidas de Energía en Distribución con Alta Tensión
Valores mensuales de 2017 y 2018



Porcentaje mensual, nacional y por división, de pérdidas de energía con Alta Tensión 2018

Pérdidas con Alta Tensión	2016			2017			2018			Variaciones (%)
	Técnicas	No Técnicas	Totales	Técnicas	No Técnicas	Totales	Técnicas	No Técnicas	Totales	De 2016 a 2018
Nacional	5.84	6.52	12.36	5.46	6.14	11.6	5.46	5.75	11.21	-9.30
Peninsular	6.2	4.81	11.01	6.67	2.72	9.39	6.62	2.5	9.12	-17.16
Valle de México Sur	5.92	17.78	23.7	5.33	15.9	21.23	5.26	14.59	19.85	-16.24
Noroeste	4.93	4.62	9.55	5.07	3.76	8.83	5.06	3.03	8.09	-15.28
Centro Occidente	4.6	0.98	5.58	4.43	0.69	5.12	4.53	0.22	4.75	-14.87
Centro Sur	5.77	8.08	13.85	5.67	6.4	12.07	5.76	6.4	12.16	-12.2
Centro Oriente	4.41	5.13	9.54	4.33	4.12	8.45	4.34	4.07	8.41	-11.84
Oriente	7.1	6.27	13.37	6.55	5.36	11.91	6.54	5.45	11.99	-10.32
Valle de México Norte	8.34	12.64	20.98	4.63	14.82	19.45	4.58	14.45	19.03	-9.29
Jalisco	5.52	7.9	13.42	6.12	6.35	12.47	6.26	5.97	12.23	-8.86
Bajío	6.16	2.63	8.79	5.46	2.62	8.08	5.44	2.63	8.07	-8.19
Norte	5.16	4.91	10.07	5.58	4.13	9.71	5.57	3.68	9.25	-8.14
Sureste	10.23	5.92	16.15	10.25	6.51	16.76	10.24	4.8	15.04	-6.87
Valle de México Centro	6.48	10.05	16.53	6.05	10.31	16.36	5.98	9.94	15.92	-3.69
Baja California	4.22	2.18	6.4	4.23	2.15	6.38	4.23	1.98	6.21	-2.96
Golfo Centro	5.13	2.18	7.31	5.03	2.38	7.41	5.01	2.41	7.42	1.5
Golfo Norte	3.7	6.31	10.01	3.55	7.1	10.65	3.56	6.95	10.51	4.99

Al cierre de 2018, del total de las Pérdidas de Energía No Técnicas, las pérdidas por **Delincuencia Organizada, Resistencia Civil y Asentamientos Irregulares**, representan el **35%** y en **tres Divisiones de Distribución se concentra el 45%** de la energía que se pierde por estas causas (Golfo Norte, Valle de México Norte y Valle de México Centro).

En 6 Divisiones de Distribución, las pérdidas agravadas por estas tres problemáticas representan más del 40% de su total de pérdidas no técnicas (Golfo Norte, Valle de México Centro, Norte, Oriente, Sureste y Golfo Centro).

Pérdidas de energía reguladas (media y baja tensión)

Respecto a las pérdidas de energía reguladas (sujetas a metas determinadas por el regulador – la Comisión Reguladora de Energía), en media y baja tensión, se obtuvo un resultado de **13.45%** (31,455 GWh perdidos) **con tendencia a la baja**. se disminuyó en **0.52 puntos porcentuales** el valor obtenido en **2017** de **13.97%** (31,713 GWh perdidos).

Porcentaje mensual de pérdidas de energía en Media y Baja Tensión 2018

2017											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
14.83	14.67	14.93	14.89	14.82	14.9	14.58	14.83	14.56	14.24	14.11	13.97

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2017)

2018											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
13.84	13.75	13.7	13.64	13.68	13.41	13.73	13.55	13.53	13.45	13.51	13.45

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2018)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.99	0.92	1.23	1.25	1.14	1.49	0.85	1.28	1.03	0.79	0.6	0.52

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2018)

Porcentaje mensual, nacional y por división, de pérdidas de energía en Media y Baja Tensión 2018

Pérdidas con Alta Tensión	2016			2017			2018			Variaciones (%) De 2016 a 2018
	Técnicas	No Técnicas	Totales	Técnicas	No Técnicas	Totales	Técnicas	No Técnicas	Totales	
Nacional	6.29	8.45	14.74	6.18	7.79	13.97	6.19	7.26	13.45	-8.75
Peninsular	4.76	5.28	10.04	5.38	3.04	8.42	5.38	2.8	8.18	-18.52
Valle de México Sur	6.34	19.72	26.06	5.77	17.35	23.12	5.75	15.87	21.62	-17.03
Centro Sur	6.11	11.77	17.88	6.73	8.71	15.44	6.74	8.46	15.2	-14.98
Noroeste	4.53	5.98	10.51	5.47	4.29	9.76	5.47	3.49	8.96	-14.74
Centro Oriente	5.13	7.63	12.76	5.39	6.04	11.43	5.41	5.57	10.98	-13.94
Jalisco	5.54	9.91	15.45	6.25	7.83	14.08	6.61	7.03	13.64	-11.71
Norte	4.46	6.56	11.02	5.32	5.66	10.98	5.33	4.46	9.79	-11.16
Sureste	9.51	6.66	16.17	9.77	6.78	16.55	9.78	4.98	14.76	-8.71
Valle de México Norte	10.36	15.56	25.92	5.79	18.68	24.47	5.75	18.05	23.8	-8.17
Centro Occidente	6.45	1.2	7.65	6.33	1.27	7.6	6.34	0.77	7.11	-7.05
Oriente	8.01	11.04	19.05	8.56	8.58	17.14	8.54	9.33	17.87	-6.19
Valle de México Centro	6.88	10.6	17.48	6.36	10.81	17.17	6.31	10.42	16.73	-4.29
Baja California	4.38	2.28	6.66	4.59	2.3	6.89	4.59	1.83	6.42	-3.6
Bajío	8.05	2.47	10.52	7.35	2.89	10.24	7.33	3.18	10.51	-0.09
Golfo Norte	4.73	9.46	14.19	4.84	10.17	15.01	4.84	10	14.84	4.58
Golfo Centro	6.23	4.41	10.64	7.01	4.05	11.06	7.02	4.26	11.28	6.01

Las **5 estrategias** implementadas para la reducción del indicador de pérdidas son:

1. Aseguramiento de la medición

Consiste en detectar anomalías mediante revisiones y pruebas a los sistemas de medición de los usuarios, aplicando sistemas informáticos inteligentes, como la Herramienta Estadística para el Balance y Administración de Energía Eléctrica (HEBAEE), que radica en detectar circuitos con mayores pérdidas de energía. Una vez detectado el circuito, se utiliza el sistema Aseguramiento de la Medición (ASEMED V2.0) para identificar el polígono en donde existe una probabilidad alta de encontrar anomalías en el uso de energía eléctrica y así elevar la eficacia de la detección en las revisiones a los sistemas de medición.

Al cierre de 2018 se llevaron a cabo **3.3 millones de revisiones**, respecto a una meta de **3.2 millones**, con **797,607** anomalías detectadas.

2. Modernización de la medición

Esta estrategia se basa en la sustitución de medidores electromecánicos obsoletos o dañados por medidores electrónicos de mayor exactitud, fácil lectura y posibilidad de operación remota, en algunos de ellos. El escalamiento de medidores electrónicos consiste en telemedir el suministro a través de la instalación de una tarjeta de radiofrecuencia a un medidor electrónico convencional para convertirlo en un dispositivo de Infraestructura Avanzada de Medición (AMI) para las tareas remotas.

Al cierre de 2018 se llevó a cabo la modernización de **1.6 millones de medidores**, respecto a una meta de **1 millón**, equivalente a 1.3 millones de medidores electrónicos y .3 millones de medidores

AMI. A nivel nacional se han modernizado **24.9 millones** de equipos de medición entre servicios de baja y media tensión, equivalente al **57%** del total de usuarios contratados de **43.6 millones**.

3. Fortalecimiento del proceso comercial

Esta estrategia consiste en mantener libres de anomalías las rutas de toma de lecturas de equipos de medición, para lograr una correcta facturación de energía eléctrica, así como personalizar y responsabilizar de mantenerlas en dichas condiciones, a través de su asignación al personal de campo (rutas “en propiedad”), para que en lo sucesivo sea fácil identificar cualquier anomalía que surja en esta ruta de trabajo. En el 2018 se lograron asegurar **96,859 rutas** que representan el **63.55% del total nacional**; además, se atendieron **645 mil de órdenes de servicio** y la corrección de **348 mil anomalías**.

Se realizaron 26 visitas de supervisión, a Zonas de Distribución en 8 Divisiones, para revisar el cumplimiento de los procedimientos en los procesos de Servicios al Cliente, específicamente en las actividades sustantivas de Gestión Comercial Campo e Integración de Consumos.

4. Atención de asentamientos irregulares

Consiste en regularizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos conectados en forma indebida, mediante obra eléctrica e instalación de sistemas de medición. Al cierre de diciembre 2018 se logró regularizar e incorporar a las RGD **18,077 nuevos usuarios**.

5. Fortalecimiento a la Infraestructura Eléctrica

Acciones de optimización técnica sobre las redes de distribución, consistentes principalmente en recalibraciones de circuitos e instalación de capacitores, con el fin de disminuir las pérdidas técnicas. Los proyectos de infraestructura eléctrica que se ejecutan para este fin cada año tienen su impacto en la disminución de las pérdidas de energía en el siguiente año.

Al cierre de 2018 se **incrementó la capacidad de las RGD en 49.21 megavolt-ampères (MVA)** con transformadores de distribución; esto es **65.46 % más** con respecto a lo realizado en el 2017 (29.74 MVA) y se construyeron y recalibraron 1,515 kilómetros (km) de circuitos de media y baja tensión, lo que equivale a poco más de la distancia entre la Ciudad de México y la ciudad de Mérida.

Otras actividades relevantes para la disminución de pérdidas de energía

Con la finalidad de aumentar la detección de anomalías que impiden el correcto registro de la energía en sistemas de medición, se potencializó el sistema informático de Aseguramiento de la Medición (**ASEMED V2.0**) aumentando los criterios de detección de **76 a 97**, logrando elevar la **efectividad en la detección de 48% a 58%**, lo que contribuyó en **2018**, a **detectar un 10% más** de energía pérdida con respecto al 2017, equivalente a **7,655 GWh**.

Adicionalmente, entre 2017 y 2018 se presentaron más de **50,000 denuncias** por uso ilícito de energía eléctrica ante la **Procuraduría General de la República**.

Incremento en la Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución

El SAIDI (Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema), representa el tiempo promedio que un usuario permanece sin servicio de energía eléctrica, a partir de los 5 minutos de duración y SAIFI (Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema), representa el número de interrupciones promedio que un usuario experimenta.

Son indicadores para medir la confiabilidad de los sistemas eléctricos y son utilizados por la mayoría de las empresas distribuidoras de energía eléctrica, ya que están estandarizados a nivel internacional por el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE por sus siglas en inglés).

El tiempo que en promedio un cliente no dispuso del suministro eléctrico en el 2018 fue de 26.9 minutos, con una mejora del 7.8% respecto a los 29.26 minutos por cliente del 2017.

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema 2018

2017											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.337	2.769	4.638	6.719	9.903	13.443	16.932	20.06	22.648	24.892	26.686	29.264

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2017)

2018											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.144	2.262	3.868	5.554	8.08	11.067	14.42	17.697	20.507	22.668	24.444	26.981

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2018)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.193	0.507	0.77	1.165	1.823	2.376	2.512	2.363	2.141	2.224	2.242	2.283

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2018)

Durante 2018, en promedio el 50% de los usuarios de CFE Distribución sufrieron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica, lo que representa una mejora aproximada del 13% respecto al año 2017 cuando en promedio el 60% de los usuarios presentaron al menos una interrupción.

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema 2018

2017											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.035	0.071	0.112	0.158	0.222	0.287	0.353	0.404	0.453	0.499	0.53	0.575

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2017)

2018											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.025	0.047	0.08	0.116	0.161	0.217	0.277	0.333	0.381	0.425	0.46	0.502

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2018)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.01	0.024	0.032	0.042	0.061	0.07	0.076	0.071	0.072	0.074	0.07	0.073

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2018)

Estrategia Nacional de Electrificación

En 2018 CFE Distribución, **formalizó convenios para electrificación**, por un monto de **2,794 millones de pesos (MDP)**.

De dicho importe, la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI) participó con el 4.2%; Gobiernos Estatales con 9.9%, Gobiernos Municipales con 13.5%, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) con 66.8%, SEDESOL 2.4% y CFE Distribución con el 3.2%. **Se concluyeron 2,808 obras**, beneficiando a 322,743 habitantes, y adicionalmente, como resultado de convenios firmados en el último trimestre de 2018, se concluirán 968 obras en el primer trimestre de 2019, beneficiando a 115,629 habitantes.

Es importante señalar, que estas 2,808 obras se ejecutaron dentro de los municipios a los que estuvo enfocada la Cruzada Nacional contra el Hambre.

Programa Especial de Electrificación	Número de obras			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Obras Cruzada Contra el Hambre	2,245	1,759	2,808	-22%	60%

La **cobertura de servicio de energía eléctrica**, al cierre de 2018, fue del **98.75%** del total de población, teniendo el 99.63% en el área urbana, el 95.61% en el área rural, mientras que al cierre de 2017 fue de 98.64%.

Indicador	Resultado				Variaciones (%)		
	2015	2016	2017	2018	2015 a 2016	2016 a 2017	2017 a 2018
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	0.05	0.06	0.11

Fuente: Sistema Integral de Administración de Distribución (SIAD), Cierre 2018.

Se construyeron **954 obras en colonias populares** beneficiando a 111,175 habitantes con una inversión de 517.9 MDP y **1,854 obras en poblados rurales** beneficiando a 211,568 habitantes con una inversión de 1,364.4 MDP.

Obras de infraestructura en las Redes Generales de Distribución 2018

De enero a diciembre de 2018, fueron concluidas 12 obras de distribución bajo el esquema Obra Pública, incluyendo tres proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT); con la construcción de 7 subestaciones de distribución para la instalación de 282.5 MVA y 4 líneas de alta tensión con una longitud de 39.74 km-C y 1 red troncal con 47.0 km-C. La inversión total fue de 764.68 millones de pesos.

Principales obras de distribución concluidas en 2018 (Obra Pública)

(millones de pesos)

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Mirador Banco 1	39
Subestación eléctrica La Fe Banco 2	25
Subestación eléctrica San Cristóbal Oriente Banco 2	9
Subestación eléctrica Querétaro (Modernización)	27
Subestación eléctrica Cerro Gordo	19
Subestación eléctrica Casa Blanca Banco 1	54
Línea de alta tensión a subestación Cerro Gordo	7
Línea de alta tensión Bécum – Villa Guadalupe	33
Red Troncal de la subestación Cuatrociénegas	30
Total	243

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas.

Principales obras de Distribución administradas por CPTT concluidas en 2018 (Obra Pública)

(millones de pesos)

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Diana Banco 1 y 2	240
Línea de alta tensión Narvarte – Diana	235
Línea de alta tensión Diana - Condesa	47
Total	522

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas.

Al cierre de 2018, se avanzó el proceso constructivo de 16 obras de distribución en esquema Obra Pública. Dichas obras están integradas por 11 subestaciones, con una capacidad conjunta de 289.375 MVA; 4 líneas alta tensión, con una longitud de 119.85 km-C, y 1 red de media, con 84.0 km-C. Con un monto de inversión total de 596.93 millones de pesos.

Principales obras de CFE Distribución en construcción al cierre de 2018 (Obra Pública)

(millones de pesos)

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Candelaria Banco 1	31

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Mérida Oriente Banco 2	27
Subestación eléctrica Valle de San Pedro	161
Subestación eléctrica Obispado Banco 1	41
Subestación eléctrica San Cristóbal Banco 1	39
Subestación eléctrica Las Torres Banco 2	24
Subestación eléctrica Tapachula Oriente Banco 2	19
Subestación eléctrica Haciendas Banco 1 (SF6)	35
Subestación eléctrica Cuatrociénegas	3
Subestación eléctrica Parras	18
Subestación eléctrica Guanacevi Durango Banco. 1	34
Línea de alta tensión Escárcega – Candelaria	49
Línea de alta tensión Trinitaria – Comalapa	71
Línea de alta tensión Subterráneo a Subestación eléctrica Querétaro	13
Red San Pedro Mártir entronque Circuito 5120 Subestación eléctrica San Quintín	28
Línea de alta tensión Haciendas entronque Km 20 - Villahermosa Centro	5
Total	597

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas.

De enero a diciembre de 2018, 21 proyectos de distribución fueron terminados mediante el esquema Obra Pública Financiada (OPF), incluyendo tres proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT); en conjunto se terminaron 14 subestaciones, que representan 440.0 MVA de capacidad conjunta, un total de 63.38 km-C en 19 líneas de alta tensión, 37.2 MVar, 97 alimentadores, 25 redes (media y baja tensión) 3,311.88 km-C y 1,571,939 medidores tipo AMI que representan una inversión de 791.56 millones de dólares.

Principales obras de CFE Distribución concluidas en 2018 (OPF)

(millones de dólares)

Proyecto	Monto
209 SE 1212 Sur - Peninsular (6ª Fase) (2ª Convocatoria)	4
242 SE 1323 Distribución Sur (2ª Fase) (2ª Convocatoria)	10
259 SE 1521 Distribución Sur (5ª Fase)	9
253 SE 1420 Distribución Norte (7ª Fase)	3
273 SE 1621 Distribución Norte - Sur (4ª Fase) (3ª Convocatoria)	3
338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes (1ª Fase)	11
321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (1ª Fase)	3
321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (2ª Fase)	3
338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (6ª Fase)	3
349 SLT 2120 Subestación y Líneas de Distribución (1ª Fase)	6
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (8ª Fase)	83
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1ª Fase)	11
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (7ª Fase)	215
322 SLT 1921 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (4ª Fase)	135

Proyecto	Monto
350 SLT 2121 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (2ª Fase)	35
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (6ª Fase)	66
350 SLT 2121 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (3ª Fase)	38
339 SLT 2021 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (5ª Fase)	127
Total	766

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas
SE: Subestaciones Eléctricas SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

Principales obras de Distribución administradas por CPTT concluidas en 2018 (OPF)

(millones de dólares)

Proyecto	Monto
288 SLT 1722 Distribución Sur (2ª Fase)	7
273 SLT 1721 Distribución Norte (4ª Fase)	6
282 SLT 1720 Distribución Valle de México (1ª Fase)	12
Total	25

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas
SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

Al cierre de 2018, se avanzó el proceso constructivo de 11 proyectos de distribución en esquema OPF, incluyendo seis proyectos administrados por la CPTT. Dichas obras se integran de 35 subestaciones con una capacidad conjunta de 1,810 MVA, 267.0 MVA_r, 22 líneas de alta tensión con una longitud de 175.4 km-C, 2 redes (media y baja tensión) con 2,505 KVA, 4.1 km-C y 2,290 medidores tipo AML. Con un monto de inversión de 286.43 millones de dólares.

Principales obras de CFE Distribución en construcción (OPF)

(millones de dólares)

Proyecto	Monto
209 SE 1212 Sur - Peninsular (9ª Fase)	8
310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (1ª Fase)	5
350 SLT 2121 Reducción de Pérdidas de Energía en Distribución (1ª Fase)	1
310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (6ª Fase)	4.5
338 SLT 2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (2ª fase)	8.5
Total	27

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas.
SE: Subestaciones Eléctricas. SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.

Principales obras de Distribución por CPTT en construcción (OPF)

(millones de dólares)

Proyecto	Monto
274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase)	98
274 SE 1620 Distribución Valle de México (2ª Fase)	90
309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México (1ª Fase)	48
321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (4ª Fase)	12
321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5ª Fase)	5
288 SLT 1722 Distribución Sur (3ª Fase)	6
Total	259

Fuente: CFE Distribución, Comisión Federal de Electricidad. Cierre 2018. Cifras redondeadas.
SE: Subestaciones Eléctricas. SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.

Actividades del Consejo de Administración en 2018

El Consejo de Administración de CFE Distribución sesionó durante 2018 en tres ocasiones:

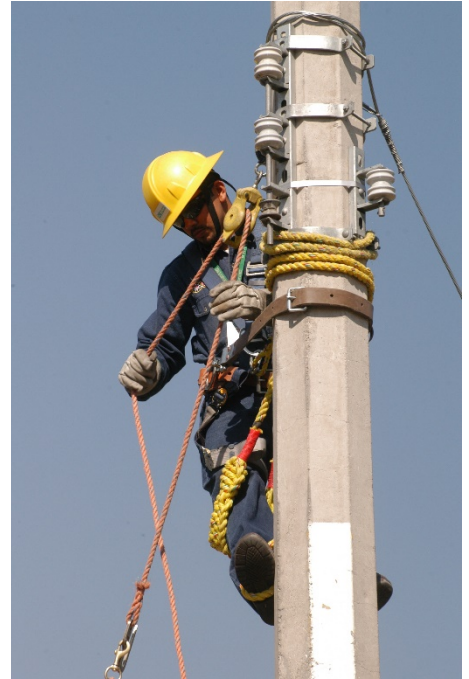
- 9 de febrero - Sexta Sesión Ordinaria
- 14 de junio - Séptima Sesión Ordinaria
- 20 de septiembre - Octava Sesión Ordinaria

En cada sesión se dio seguimiento a la situación operativa, financiera y regulatoria de la empresa, destacando las principales estrategias para el mejor funcionamiento de la misma.

De dichas sesiones emanaron los siguientes temas relevantes:

- Aprobación del:
 - Informe Anual de desempeño 2017
 - Plan de Negocios 2018-2022
 - Programa Financiero 2018
 - Modificación al Estatuto Orgánico
 - Programa Operativo Anual 2018
 - Estados financieros dictaminados al cierre 2017
- Seguimiento a las estrategias para disminuir pérdidas de energía
- Seguimiento a la ruta tecnológica de los equipos de medición de energía
- Seguimiento a los principales indicadores de la empresa

Ilustración de actividades e infraestructura





CFE Suministrador de Servicios Básicos

Ventas mensuales 2018 comparativo 2017.

Los resultados en ventas se muestran en las siguientes tablas, en 2018 se tiene un incremento del 8.8% respecto al 2017.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Ventas (MWh)	218,072,292.59	215,309,931.1	218,083,236.3	-1.3%	1.3%
2. Productos (Miles \$)	305,192,362	358,531,781.6	390,039,184.0	17.5%	8.8%

2018													
SECTOR	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,920,916	16,282,294	15,913,284	18,280,662	17,993,143	20,010,112	20,604,645	20,617,302	20,690,108	18,893,459	17,874,819	15,002,492	218,083,236
Productos (Miles \$)	27,266,452	19,555,356	22,736,829	26,853,610	27,321,906	31,329,746	34,844,306	37,392,432	41,245,319	41,732,037	40,099,387	39,661,805	390,039,184
2017													
SECTOR	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,879,621	15,618,755	16,721,993	17,029,084	18,566,215	19,546,783	19,705,310	19,665,722	20,799,210	18,337,434	18,244,097	15,195,707	215,309,931
Productos (Miles \$)	26,376,035	26,741,956	30,001,723	30,442,689	30,298,051	31,361,394	31,555,277	31,626,809	32,638,907	29,248,078	29,693,611	28,547,251	358,531,782
Variaciones 2017 - 2018 Porcentaje (%)													
SECTOR	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	0.2	4.2	-4.8	7.3	-3.0	2.3	4.5	4.8	-0.5	3.0	-2.0	-1.2	1.2
Productos (Miles \$)	3.3	-26.8	-24.2	-11.7	-9.8	-0.1	10.4	18.2	26.3	42.6	35.0	38.9	8.7

Ventas anuales 2016 – 2018 por sector tarifario.

VENTAS (MWh)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Doméstico	58,368,130	59,152,857	61,468,745	1.3	3.9
2. Comercial	15,347,761	14,896,744	15,251,535	-2.9	2.4
3. Servicios	5,158,206	4,947,562	4,633,506	-4.1	-6.3
4. Agrícola	11,327,824	11,579,377	10,923,068	2.2	-5.7
5. Mediana Industrial	86,989,135	87,498,255	87,578,332	0.6	0.1
6. Gran Industrial	40,881,237	37,235,136	38,228,051	-8.9	2.7
7. Total	218,072,293	215,309,931	218,083,236	-1.3	1.3

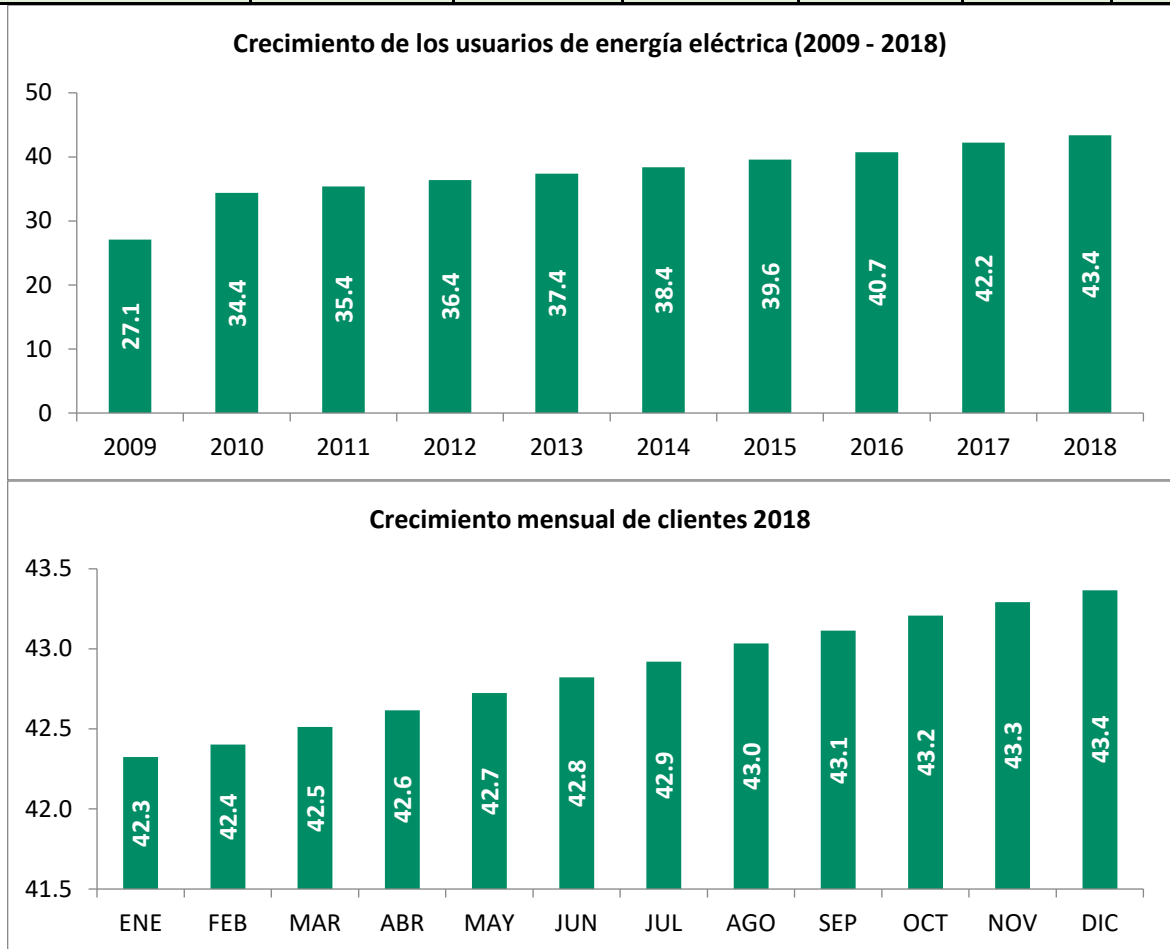
PRODUCTOS (MILES \$)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Doméstico	68,541,650	70,294,152.	74,716,822	2.6	6.3
2. Comercial	43,945,833	51,379,473	50,450,629	16.9	-1.8
3. Servicios	16,128,836	16,363,946	16,213,122	1.5	-0.9
4. Agrícola	6,563,797	6,999,837	6,096,999	6.6	-12.9
5. Mediana Industrial	126,482,057	161,232,787	183,978,876	27.5	14.1
6. Gran Industrial	43,530,189	52,261,587	58,582,737	20.1	12.1
7. Total	305,192,363	358,531,782	390,039,184	17.5	8.8

Crecimiento de Usuarios

El número de usuarios al cierre de 2018 se ubicó en 43.4 millones. Ese número representa un incremento anual de 2.7% con relación a diciembre de 2017. Esto significó un incremento de un millón ciento cincuenta y nueve mil de clientes anuales. El crecimiento de los usuarios se ha mantenido muy similar en los últimos años.

Sector	Unidad	2016	2017	2018	Variaciones (%)	
					2016 a 2017	2017 a 2018
1. Mediana Industria	No.	324,921	341,598	391,703	5.1	14.7
2. Doméstico	No.	36,113,943	37,398,352	38,477,986	3.6	2.9
3. Gran Industria	No.	1,037	1,068	1,041	3.0	-2.5
4. Comercial	No.	3,988,320	4,122,710	4,190,550	3.4	1.6
5. Agrícola	No.	128,565	128,800	128,603	0.2	-0.2
6. Servicios Públicos	No.	209,387	213,421	175,870	1.9	-17.6



Fuente: SIEC diciembre 2018.

Evolución mensual Usuarios.

Total de Clientes mensual 2016												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
39,711,282	39,821,232	39,916,235	40,024,495	40,105,655	40,194,371	40,305,254	40,424,696	40,506,439	40,590,313	40,704,383	40,766,173	40,766,173

Total de Clientes mensual 2017												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
40,911,807	41,036,947	41,198,967	41,335,039	41,458,679	41,519,900	41,721,141	41,840,628	41,939,314	42,051,603	42,148,053	42,205,949	42,205,949

Total de Clientes mensual 2018												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
42,323,712	42,402,480	42,512,794	42,616,232	42,723,860	42,823,048	42,920,635	43,033,963	43,113,338	43,208,680	43,292,702	43,365,753	43,365,753

Variación 2016 – 2017 Porcentaje %												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
3.02%	3.05%	3.21%	3.27%	3.37%	3.30%	3.51%	3.50%	3.54%	3.60%	3.55%	3.53%	3.53%

Variación 2017 – 2018 Porcentaje												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
3.45%	3.33%	3.19%	3.10%	3.05%	3.14%	2.88%	2.85%	2.80%	2.75%	2.72%	2.75%	2.75%

En 2018, 88.73% de usuarios correspondió al sector doméstico; 9.66% al sector comercial; 0.90% a la mediana industria y 0.71% a los sectores de la gran industria, agrícola y de servicios públicos.

Usuarios por entidad

Las entidades federativas con mayor cantidad de usuarios son: Estado de México, Ciudad de México, Jalisco, Veracruz y Puebla. En estos 5 estados se concentra 38% del total de los usuarios del país.

Entidad Federativa	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Aguascalientes	460,759	476,381	492,192	3.4%	3.3%
Baja California	1,254,084	1,306,783	1,338,991	4.2%	2.5%
Baja California Sur	283,234	294,443	305,614	4.0%	3.8%
Campeche	306,167	317,974	326,077	3.9%	2.5%
CDMX	3,109,355	3,174,790	3,214,653	2.1%	1.3%
Chiapas	1,490,233	1,536,088	1,567,577	3.1%	2.0%
Chihuahua	1,241,099	1,277,780	1,310,443	3.0%	2.6%
Coahuila	991,942	996,738	1,019,576	0.5%	2.3%
Colima	298,686	309,287	319,991	3.5%	3.5%

Entidad Federativa	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Durango	539,271	554,667	566,030	2.9%	2.0%
Estado de México	4,658,583	4,904,165	5,076,105	5.3%	3.5%
Guanajuato	1,971,195	2,039,372	2,110,546	3.5%	3.5%
Guerrero	1,144,194	1,214,041	1,246,408	6.1%	2.7%
Hidalgo	960,502	990,546	1,022,263	3.1%	3.2%
Jalisco	2,846,912	2,939,787	3,024,291	3.3%	2.9%
Michoacán	1,768,934	1,823,983	1,882,573	3.1%	3.2%
Morelos	759,900	809,523	844,327	6.5%	4.3%
Nayarit	461,878	476,249	490,753	3.1%	3.0%
Nuevo León	1,848,549	1,926,892	1,972,788	4.2%	2.4%
Oaxaca	1,407,299	1,449,754	1,492,944	3.0%	3.0%
Puebla	2,056,132	2,119,372	2,184,033	3.1%	3.1%
Querétaro	758,021	799,616	839,043	5.5%	4.9%
Quintana Roo	642,191	688,919	730,591	7.3%	6.0%
San Luis Potosí	929,386	958,399	986,979	3.1%	3.0%
Sinaloa	1,045,497	1,078,036	1,106,620	3.1%	2.7%
Sonora	1,036,067	1,065,573	1,088,860	2.8%	2.2%
Tabasco	724,329	754,419	756,681	4.2%	0.3%
Tamaulipas	1,249,920	1,271,629	1,284,130	1.7%	1.0%
Tlaxcala	395,598	408,085	421,165	3.2%	3.2%
Veracruz	2,734,850	2,800,586	2,858,508	2.4%	2.1%
Yucatán	787,559	821,775	848,259	4.3%	3.2%
Zacatecas	603,847	620,297	636,742	2.7%	2.7%
Total	40,766,173	42,205,949	43,365,753	3.5%	2.7%

Programa de Paneles Solares

El 7 de marzo de 2017 se publicaron las Disposiciones Administrativas de Carácter General Aplicables a las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida.

Al cierre del 2018 se atendieron 38,617 solicitudes de interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida de un total de 41,250 solicitudes ingresadas, dando una efectividad en la atención del 94%. Las Divisiones Jalisco, Golfo Norte y Bajío fueron las que más solicitudes atendieron durante el 2018 aportando el 43% a nivel nacional.

Divisiones	Cifras				Variaciones	
	(Datos observados)				(%)	
	2015	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Baja California	807	1,153	1,427	2,175	23.76%	52.42%
Bajío	1,177	1,602	1,510	4,269	-5.74%	182.72%
Centro Occidente	589	1,242	1,863	2,801	50.00%	50.35%

Divisiones	Cifras				Variaciones	
	(Datos observados)				(%)	
	2015	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Centro Oriente	268	349	692	1115	98.28%	61.13%
Centro Sur	329	545	918	1267	68.44%	38.02%
Golfo Centro	382	478	731	919	52.93%	25.72%
Golfo Norte	1,868	2,285	4,115	5,544	80.09%	34.73%
Jalisco	1,841	2,737	4,665	6,853	70.44%	46.90%
Noroeste	427	865	1,005	1,706	16.18%	69.75%
Norte	1,064	1,323	2,464	3,330	86.24%	35.15%
Oriente	243	494	550	745	11.34%	35.45%
Peninsular	527	923	1,978	2,501	114.30%	26.44%
Sureste	341	325	559	655	72.00%	17.17%
Valle de México Centro	322	484	1,132	1,441	133.88%	27.30%
Valle de México Norte	236	347	907	1012	161.38%	11.58%
Valle de México Sur	447	756	1,442	2,284	90.74%	58.39%
Nacional	10,868	15,908	25,958	38,617	44.82%	48.77%

Fuente: Servicios y Atención a Clientes, CFE SSB.

Principales Indicadores

Los resultados obtenidos para CFE Suministrador de Servicios Básicos fueron los mostrados en la siguiente tabla, que representan los indicadores estratégicos:

Indicador Estratégico	Cifras						Variaciones		
	Datos Observados						(%)		
	2016		2017		2018				
	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018	2017 respecto a la meta
Satisfacción del cliente ⁽¹⁾	89.00	91.73	91.88	90.20	91.88	92.11	-1.67	2.12	0.03
Cartera Vencida	36,140	38,638	36,705	42,071	39,306	47,582	8.89	13.10	21.06
Ingresos por venta de energía (mmdp)	293.60	294.80	330.00	349.70	366.01	37	18.64	7.22	2.46
Rotación de Cartera Vencida (días) ⁽²⁾	NA	NA	NA	NA	39.99	43.92	NA	NA	9.83

⁽¹⁾ El indicador de Percepción del cliente se dejó de medir en 2016, reemplazado por el indicador de Satisfacción del Cliente.

⁽²⁾ El indicador de Rotación de Cartera Vencida se agrega en sustitución de Índice de Cobranza y Calidad en la Facturación

El indicador con más desviación en 2018 respecto al 2017 es Cartera Vencida (13.10%), principalmente por problemática social, incremento de adeudos en el Valle de México y adeudos vencidos de Agua de algunas entidades. El mismo indicador presenta desviación en 2018 respecto a la meta de ese año de 21.06%.

Causas	Acciones
Debido a la problemática social ; así como adeudos municipales del estado de Chiapas y Tabasco .	<ul style="list-style-type: none"> • Convenios peso por peso para adeudos domésticos y municipales de Tabasco. • Convenios con municipios del Estado de Chiapas • Falta de convenios peso por peso con municipios del Estado de México. • Adeudos documentados como apoyo al programa de recuperación de energía. • Convenios tripartita para los productores agrícolas.
Incremento de adeudos en las Valles de México por no pago de municipios del Estado de México y de sectores doméstico y comercial .	
Adeudos vencidos de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado de Acapulco y el Sistema de Agua potable y Alcantarillado de Cuernavaca	
Problemática social de riego Agrícola en los estados de Guanajuato, Zacatecas y San Luis Potosí	

Canales de atención a clientes

Para seguir atendiendo al creciente número de usuarios, han sido mejorados los canales de atención. Al cierre de 2018 existían 1,297 oficinas, que incluían Centros de Atención, Módulos, Islas, Centros Virtuales, Centros Móviles y Centros de Atención telefónica a la línea 071. Esa cifra fue 1.52% menor que la registrada en 2017.

Tipo	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
1. Centros de atención	967	1,146	1,121	18.51%	-2.18%
2. Módulos/Islas	161	93	87	-42.24%	-6.45%
3. Centros virtuales	104	58	72	-44.23%	24.14%
4. Móviles	9	6	3	-33.33%	-50.00%
5. Centros de Atención Regional	14	14	14	0.00%	0.00%
6. Total de Oficinas	1,255	1,317	1,297	4.94%	-1.52%

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2018.

Otro canal tecnológico utilizado para el servicio al cliente son los equipos llamados "CFEMático", que son cajeros automáticos dedicados a operaciones del servicio eléctrico. En 2017 había 3,000 y en 2018 fueron reducidos a 2,748, debido a la diversificación para el pago de energía eléctrica, estos equipos se vieron reducidos en un 8.4% por obsolescencia.

Tipo	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
CFEMáticos Lobby	2,875	2,718	2,497	-5.46%	-8.13%
CFEMáticos Auto	287	282	251	-1.74%	-10.99%
Total CFEMáticos	3,162	3,000	2,748	-5.12%	-8.4%

Nota. Los CFEMáticos redujeron su número por sustitución de equipos obsoletos.

Fuente: Monitoreo de CFEMáticos. Diciembre 2018

Como parte de la atención a clientes, se controla la calidad del servicio mediante control de turnos, kioscos de información.

Sistemas de apoyo en la atención a clientes	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Administración de filas (CFETurnos)	774	792	769	2.33%	-2.90%
Kioscos de información (Matrix)	799	794	774	-0.63%	-2.52%

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2018.

Los medios tecnológicos han disminuido en el 2018, pasando de 239 ventanillas electrónicas en el 2017 a contar con 225 en 2018. Así también las ventanillas presentaron una disminución, pasando de 2,094 en 2017 a 2,075 en 2018.

Tipo	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	De 2017 a 2018
Ventanillas electrónicas	231	239	225	3.46%	-5.86%
Ventanillas personalizadas	2,089	2,094	2,075	0.24%	-0.91%
Total	2,320	2,333	2,300	0.56%	-1.41%

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2018.

Las redes sociales se han convertido en un canal de atención importante para la CFE Suministrador de Servicios Básicos, se tiene 1 cuenta de twitter para la atención de las 16 divisiones, la cual inició el 6 de octubre del 2017, con un total de 611 seguidores al cierre de diciembre del mismo año. Durante 2018 se obtuvieron 49, 295 seguidores, con un total de 93, 810 tweets.

Twitter	Cifras (Datos observados)	
	2017	2018
@CFEcontigo	611	49, 295
Total	611	49, 906

Categoría	Total
Menciones	188,339
Seguidores	49,906
Visitas	1,242,900
Impresiones	19,374,000
Tweets	93,810

Fuente: Twitter. Diciembre 2017

Modificaciones tarifarias

Nueva estructura tarifaria

A partir del 1 de diciembre de 2017, existe una nueva estructura tarifaria.

La estructura tarifaria actual incorpora varios elementos:

- Anteriormente, la Secretaría de Hacienda determinaba la fórmula para calcular las tarifas eléctricas que aplicaba la CFE.
- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es quien establece la metodología del cálculo de las tarifas para el suministro básico, es decir los clientes no calificados y calificados no obligados.
- Este esquema tarifario no aplica para los usuarios calificados obligados, cuyos precios no estarán regulados y se definirán en función de la oferta y la demanda en un mercado competido, donde existen al menos 13 competidores ya en operación. Adicionalmente, existen 42 permisos otorgados para suministradores calificados que se encuentran por iniciar operaciones (37) o por iniciar obras (5)¹³.
- El esquema busca cubrir los costos totales de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definidos por la CRE, para facturar a los clientes finales, que son: costo de la energía; más los costos de los servicios de transmisión, distribución, de operación del CENACE y del Suministrador Básico.
- La CRE definió 17 regiones para cada una de las tarifas, lo que permitirá reflejar con mayor exactitud los costos regionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).
- El 30 de noviembre de 2017, el Ejecutivo Federal emitió un Acuerdo por el cual autoriza a la Secretaría de Hacienda a determinar el mecanismo de fijación de tarifas de suministro básico distinto al que determine la CRE.
- Para las tarifas domésticas de bajo consumo, se fija en base al Acuerdo 123/2017 y recientemente Acuerdo 134/2018 de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.
- El 28 de diciembre 2018, la Secretaría de Hacienda emitió el Acuerdo que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos. Con base en el Acuerdo anterior, las tarifas domésticas de bajo consumo se calcularán con base en un factor de ajuste mensual (FAM) durante todo el 2019, equivalente a la inflación anual.
- Respecto a las tarifas agrícolas con estímulo y acuícolas, no tendrán modificaciones en su forma de determinación durante este período.

¹³ CRE. Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad.

A continuación, se presentan los valores del Precio Medio Anual por cada tipo de Sector.

Sector	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
Doméstico	1.1743	1.1883	1.2155	1.2%	2.3%
Comercial	2.8633	3.4490	3.3079	20.5%	-4.1%
Servicios	3.1268	3.3075	3.4991	5.8%	5.8%
Agrícola	0.5794	0.6045	0.5582	4.3%	-7.7%
Mediana Industria	1.4540	1.8427	2.1007	26.7%	14.0%
Gran Industria	1.0648	1.4036	1.5325	31.8%	9.2%

Las siguientes tablas muestran el comportamiento del precio medio mensual 2018, 2017 y la variación entre estos 2 años, por sector.

SECTOR	2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
DOMÉSTICO	1.35	1.37	1.30	1.33	1.20	1.09	1.12	1.16	1.14	1.11	1.24	1.36	1.22
COMERCIAL	2.94	2.67	2.57	2.75	2.90	3.08	3.21	3.49	3.75	4.09	3.88	4.07	3.31
SERVICIOS	3.33	2.71	2.83	2.83	3.05	3.10	3.53	3.88	4.21	4.40	4.20	3.97	3.50
AGRÍCOLA	0.64	0.61	0.52	0.57	0.56	0.53	0.52	0.54	0.56	0.58	0.73	0.42	0.56
MEDIANA INDUSTRIA	1.93	1.07	1.48	1.64	1.73	1.84	2.00	2.21	2.46	2.74	2.68	3.34	2.10
GRAN INDUSTRIA	1.32	0.76	1.20	1.01	1.16	1.34	1.48	1.66	1.86	2.11	2.07	2.94	1.53

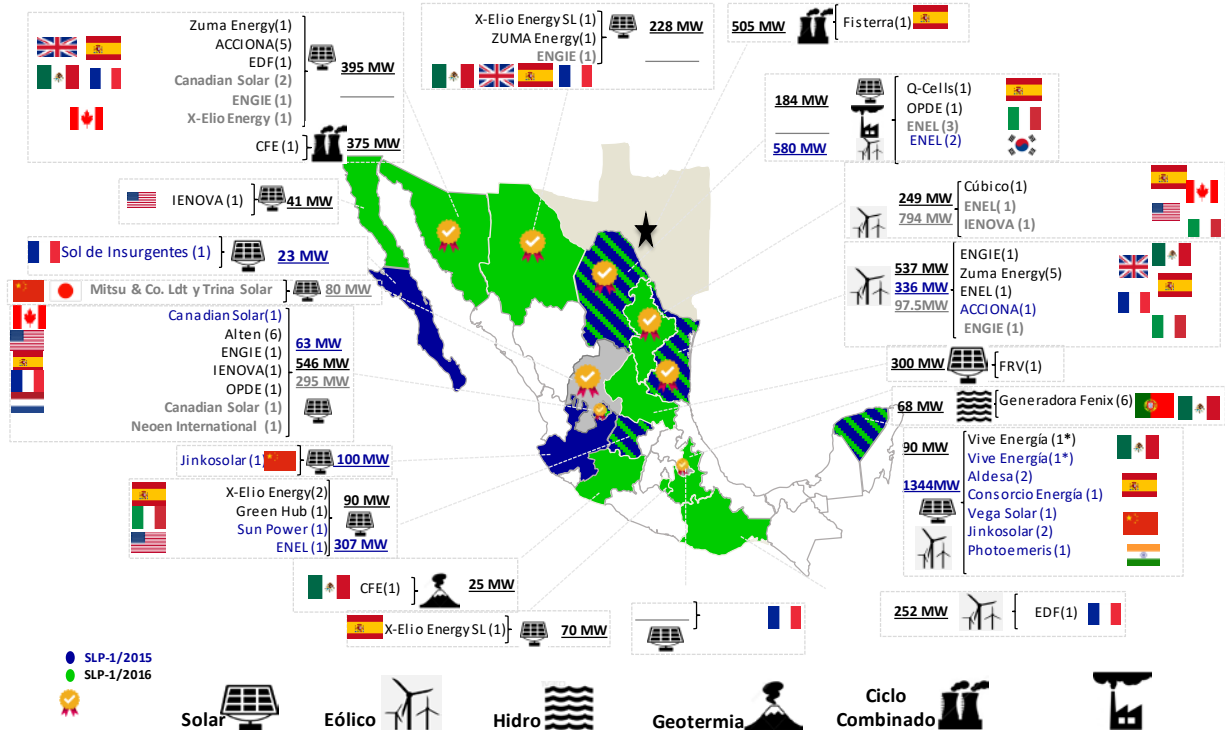
SECTOR	2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
DOMÉSTICO	1.31	1.31	1.29	1.30	1.21	1.09	1.11	1.12	1.11	1.10	1.20	1.31	1.19
COMERCIAL	3.24	3.33	3.45	3.71	3.65	3.49	3.48	3.48	3.42	3.36	3.37	3.38	3.45
SERVICIOS	3.22	3.28	3.26	3.28	3.31	3.32	3.35	3.41	3.39	3.40	3.38	3.13	3.31
AGRÍCOLA	0.62	0.59	0.61	0.62	0.61	0.60	0.60	0.56	0.54	0.63	0.70	0.59	0.60
MEDIANA INDUSTRIA	1.76	1.89	2.01	2.00	1.79	1.82	1.80	1.79	1.72	1.76	1.72	2.19	1.84
GRAN INDUSTRIA	1.34	1.38	1.54	1.54	1.35	1.39	1.36	1.36	1.36	1.33	1.34	1.59	1.40

SECTOR	Variación 2018- 2017												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
DOMÉSTICO	3.1%	4.6%	0.8%	2.3%	-0.8%	0.0%	0.9%	3.6%	2.7%	0.9%	3.3%	3.8%	2.5%
COMERCIAL	-9.3%	-19.8%	-25.5%	-25.9%	-20.5%	-11.7%	-7.8%	0.3%	9.6%	21.7%	15.1%	20.4%	-4.1%
SERVICIOS	3.4%	-17.4%	-13.2%	-13.7%	-7.9%	-6.6%	5.4%	13.8%	24.2%	29.4%	24.3%	26.8%	5.7%
AGRÍCOLA	3.2%	3.4%	-14.8%	-8.1%	-8.2%	-11.7%	-13.3%	-3.6%	3.7%	-7.9%	4.3%	-28.8%	-6.7%
MEDIANA INDUSTRIA	9.7%	-43.4%	-26.4%	-18.0%	-3.4%	1.1%	11.1%	23.5%	43.0%	55.7%	55.8%	52.5%	14.1%
GRAN INDUSTRIA	-1.5%	-44.9%	-22.1%	-34.4%	-14.1%	-3.6%	8.8%	22.1%	36.8%	58.6%	54.5%	84.9%	9.3%

Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo tienen la finalidad de permitir a CFE Suministrador de Servicio Básico (CFE SSB) cubrir las obligaciones de cobertura a través de la adquisición de productos mediante contratos de 15 años para Energía Limpia y Potencia, y 20 años para Certificados de Energías Limpias (CEL), con el objetivo de maximizar el beneficio económico para la Empresa Productiva del Estado (EPS) al menor riesgo, que otorgue beneficios a los Usuarios del Suministro Básico.

Al cierre del 2018, la CFE SSB adquirió coberturas resultado de la participación en tres Subastas de Largo Plazo, SLP No.1/2015, SLP No.1/2016 y SLP No. 1/2017 en relación con los productos de Energía Eléctrica Acumulable, Potencia y CEL.



Fuente: CENACE, SLP 1/2015, SLP 1/2016 y SLP 1/2017: 74 Proyectos con 90 Contratos

Figura 1: Proyectos de las tres Subastas de Largo Plazo

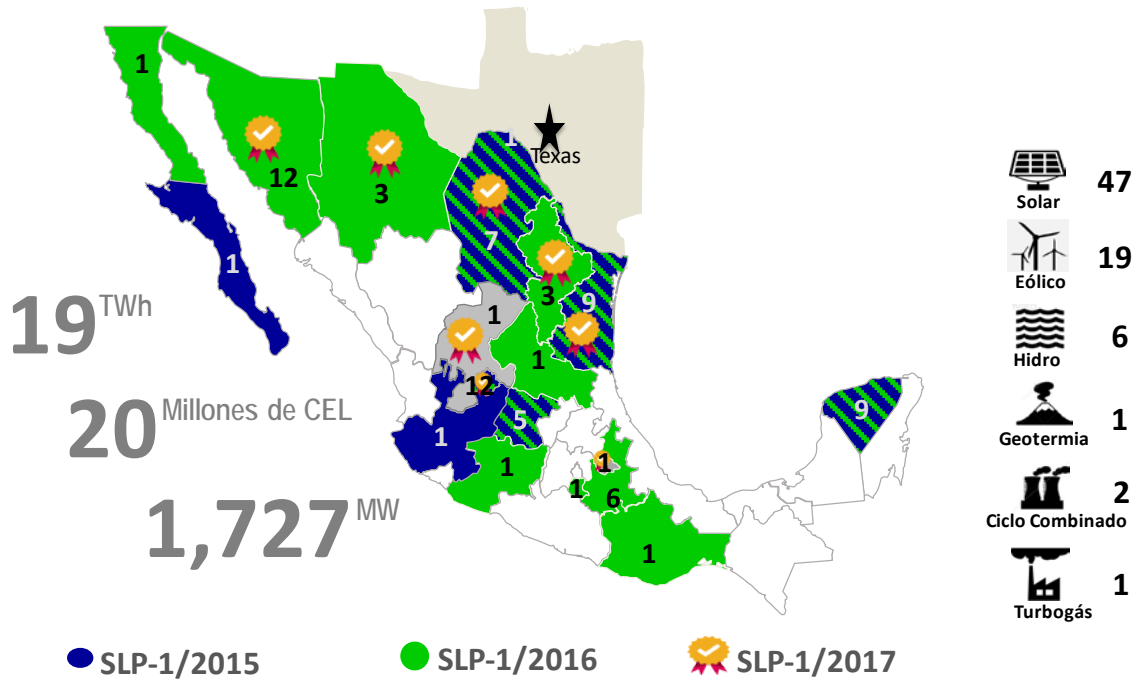


Figura 2: Distribución de centrales de las tres Subastas de Largo Plazo y productos asignados.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) ha llevado a cabo las tres Subastas en las que ha analizado la viabilidad técnica, financiera y legal de los proyectos que proponen la venta de productos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Emitido el fallo de esas subastas se suscriben Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE), que son contratos de tipo financiero mediante los que las partes se obligan a la compraventa de energía eléctrica y/o productos asociados, y no a los activos (central).

Los CCE definen que la construcción de la Central y el logro de la Fecha de Operación Comercial dependen exclusivamente del Vendedor, quien está obligado al cumplimiento de Hitos y la entrega de informes mensuales, herramientas con las que cuenta CFE SSB para dar seguimiento a los proyectos en la etapa pre-operativa.

A finales del 2017 las subastas SLP No. 1/2015 y SLP No. 1/2016 representaron la firma de 74 contratos; más del 20% de los proyectos de estas subastas cuentan notificaciones para el reconocimiento de eventos extraordinarios, casos fortuitos o de fuerza mayor, dicha consideración está permitida en el CCE para diferir (hasta por tres años) la Fecha de Operación Comercial.

A continuación, se desglosan las diferentes causas que están ocasionando retraso en la fecha de operación comercial en los mencionados proyectos:

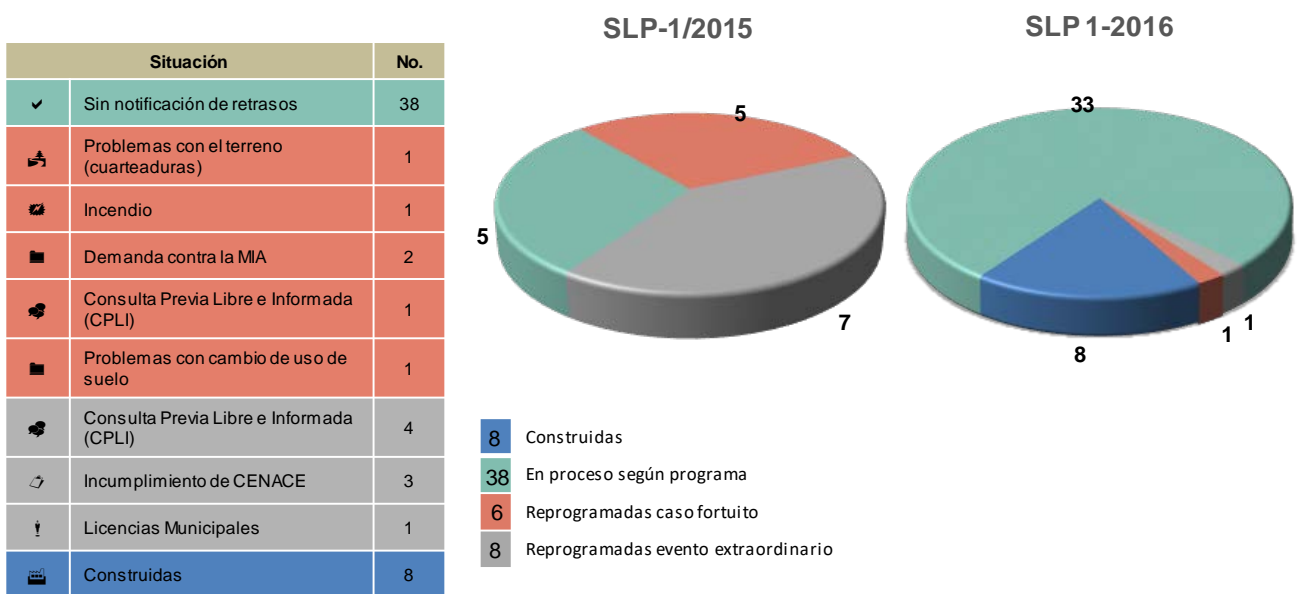


Figura 3: Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015 y la SLP No. 1/2016

La principal causa de los retrasos de los proyectos de la subasta es la Consulta Previa Libre e Informada (CPLI), es decir, consulta indígena que está actualmente bajo la responsabilidad de la SENER.

Adicionalmente, la SLP No. 1/2017 está conformada por 14 proyectos que representara la firma de 16 contratos que se consolidaran en abril del 2018.

Las actividades de administración de los CCE se han desarrollado de acuerdo a las obligaciones establecidas en los mismos; el control y vigilancia del cumplimiento de hitos indicados en el Anexo II ha logrado validar avances manifestados por todos los proyectos, el compromiso y esfuerzo de la CFE SSB por consolidar los proyectos de estas subastas se realiza en conjunto con las dependencias y contrapartes involucradas.

Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015, SLP No. 1/2016 y SLP No. 1/2017

Los CCE definen que la construcción de la Central y el logro de la Fecha de Operación Comercial dependen exclusivamente del Vendedor, quien está obligado al cumplimiento de Hitos y la entrega de informes mensuales, herramientas con las que cuenta CFE SSB para dar seguimiento a los proyectos en la etapa pre-operativa.

Al cierre del 2018 los proyectos concluyeron de la siguiente manera:

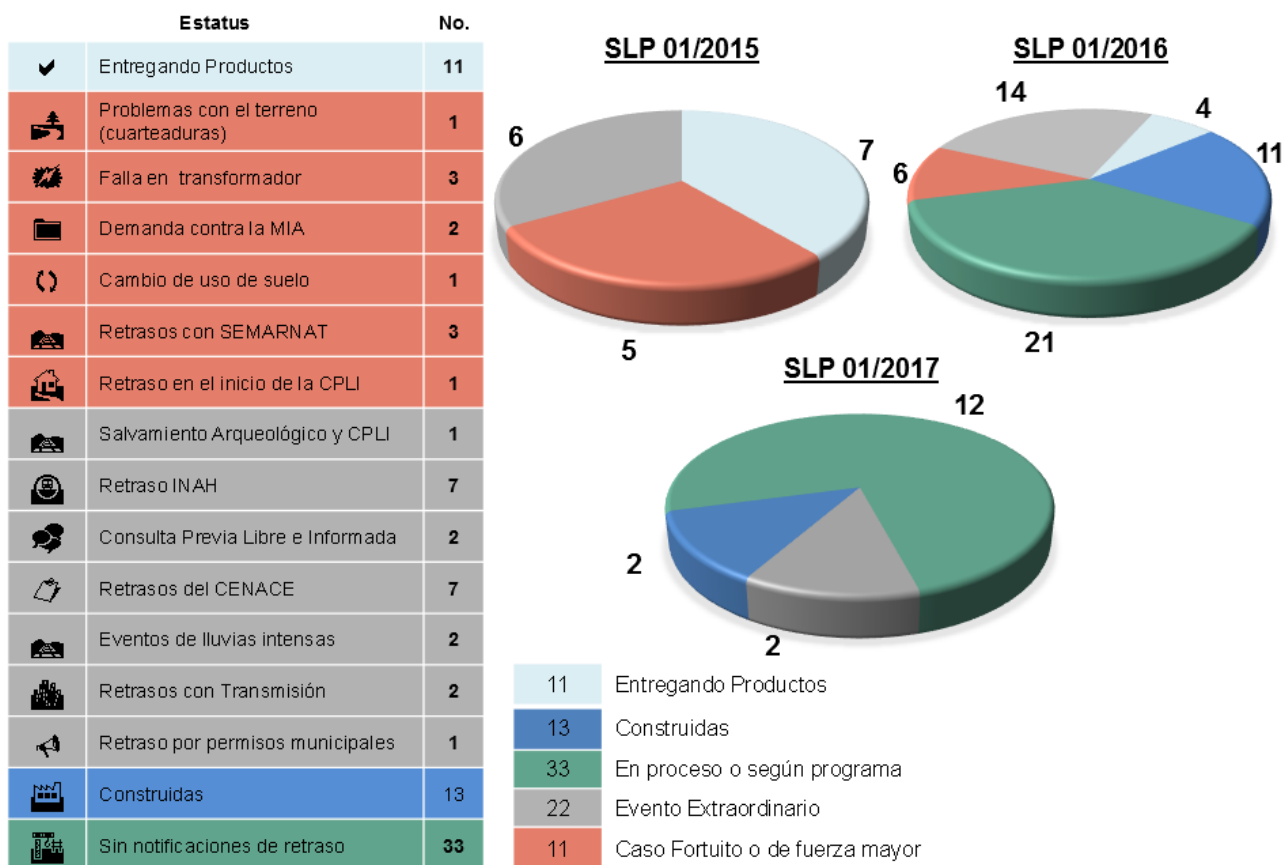


Figura 3: Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015, la SLP No. 1/2016 y la SLP No. 1/2017

Como se puede observar una de las principales causas de retraso está asociada a los permisos que otorgan los diferentes organismos. Las actividades de administración de los CCE se han desarrollado de acuerdo a las obligaciones establecidas en los mismos; el control y vigilancia del cumplimiento de las cláusulas contractuales.

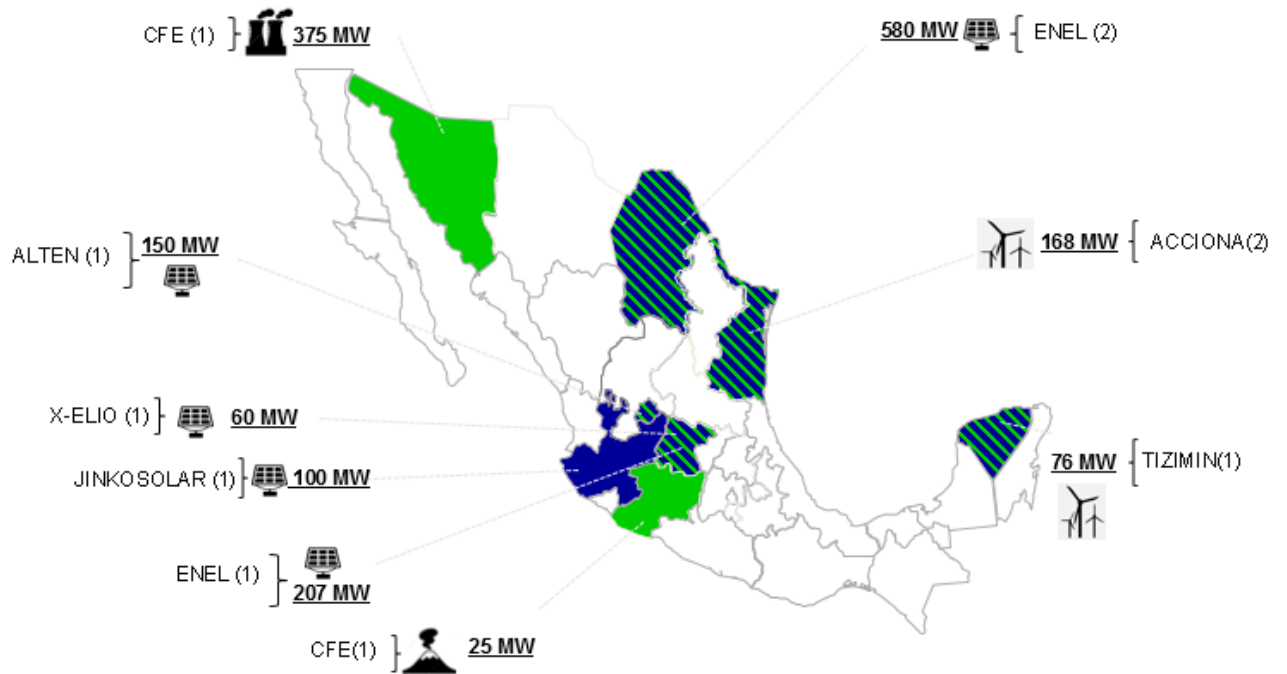


Figura 4: Proyectos que están entregando productos al cierre del 2018.

Al cierre del 2018 se realiza entrega de productos por once Contratos de Cobertura Eléctrica de subastas de los cuales se clasifican de la siguiente manera:

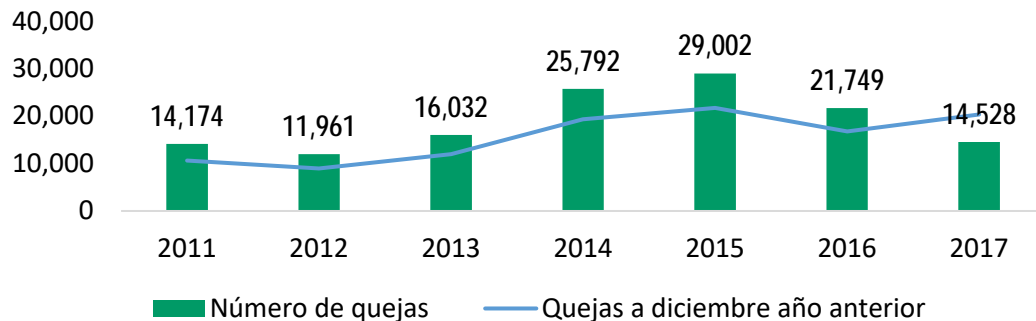
Existen seis centrales fotovoltaicas que representan 4,171,124 CEL de manera anual, una central de ciclo combinado para entrega de 375 MW, dos centrales eólicas asociadas a tres contratos que representan 877,631 CEL y 585,731 de Energía Eléctrica Acumulable y finalmente una central geotérmica que entregara 198,764 CEL anualmente.

Atención a Clientes durante 2018

- En el ámbito internacional en el indicador de satisfacción general medido por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), se obtuvo un valor de 74.8 para el año 2018, el cual presentó un decremento de 0.9 puntos porcentuales en relación al 2017 (75.7).
- A partir de su lanzamiento (19 de marzo de 2018), la aplicación móvil APP CFE Contigo registra un total de 2,098,477 clientes, recaudando 879.12 mdp en transacciones.

Actividades relevantes

- Con la estrategia de migración de clientes, a diciembre 2018 únicamente migraron el 5.52% (42 clientes) de los 761 proyectados.
- A diciembre 2018, se obtuvo una disminución del 19.15% en las quejas radicadas ante la PROFECO, alcanzando un valor de 11,746 quejas contra los resultados del mes correlativo del año anterior el cual presentó cifras de 14,528 quejas. Con la mencionada disminución fue posible posicionarse en valores menores a los obtenidos en el ejercicio 2012 (11,961 quejas, cifras preliminares) siendo el resultado del 2018 el valor de quejas recibidas más bajo de los últimos 8 años.



Fuente: www.profeco.gob.mx

- Al cierre de diciembre de 2018 se instalaron 1,193 pinpad's (terminales bancarias) para cobro con tarjeta de crédito y débito en los equipos CFEMáticos, en las cuales se presentaron 1,273,766 movimientos, con una recaudación de 1,894 MDP.
- Con la incorporación de un medio de cobranza digital a través de la aplicación CFContigo, a diciembre de 2018 se registraron un total de 2,098,477 clientes, con ingresos por 879.12MDP.

- Se ha mejorado la productividad de los CFEMáticos pasando de 124 operaciones en 2017 a 137 en 2018 incrementándose en un 9.48%.
- Se certificaron en estándares de competencias laborales de atención al cliente, con base en la normatividad del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER) a 4,964 colaboradores, 1,543 corresponden a los centros de atención regional (071) y 3,421 de los centros de atención a clientes de las 16 divisiones.
- Se logró un índice de llamadas atendidas del 91%, (un incremento de 5.80 puntos porcentuales respecto al año 2016), a través de la creación del Centro de Control Nacional (CECONAL) el cual opera en el CAR Valle de México, teniendo objetivo la administración de llamadas y el desborde a los 14 CAR´s

CFE Calificados

De conformidad con lo dispuesto por los artículos 10 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (Ley CFE) y 8 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la actividad de Suministro Calificado se debe realizar de manera independiente respecto al resto de las actividades de la cadena de valor de la industria eléctrica¹⁴ y bajo condiciones de separación legal, contable y operativa¹⁵.

Para el desarrollo de esta actividad, en mayo de 2016 se constituye legalmente la Empresa Filial CFE Calificados S.A. de C.V. (en lo sucesivo, “CFE Calificados”), iniciando operaciones en septiembre del mismo año. Ello, con el objetivo de atender a los Usuarios Calificados (aquellos usuarios cuya demanda anual sea igual o mayor a 1 MW y obtengan su registro por parte de la Comisión Reguladora de Energía –CRE) ofreciendo precios competitivos y un enfoque de excelencia en el servicio.

En este contexto, después de poco más de dos años y medio de operación independiente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), CFE Calificados se ha posicionado como el líder indiscutible del segmento de atención y suministro a grandes consumidores de energía eléctrica. Esto, en un entorno de competencia con firmas privadas –más de 50 Suministradores Calificados con Permiso de la CRE– y sin haber heredado contrato alguno por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

El éxito y posicionamiento de CFE Calificados merecen a la continua construcción y desarrollo de capacidades internas. En 2018, se culminó la documentación de los procesos de la Empresa Filial, dando paso a su afinación, interrelación y asociación con las herramientas de gestión de riesgos y tecnologías de la información. En paralelo, con el fin de ofrecer un servicio de atención al cliente distintivo, se fortalecieron áreas estratégicas de la Empresa Filial.

En materia de arquitectura tecnológica, se concluyó exitosamente con la primera de tres etapas de implementación de la Plataforma integral de gestión de riesgos y transacciones energéticas “*Energy Trading and Risk Management*” (ETRM)¹⁶; se optimizaron procesos en el Sistema de Gestión de relaciones con clientes “*Customer Relationship Management*” (CRM)¹⁷; y se realizó una consolidación de las bases de datos de la Empresa Filial.

¹⁴ Generación, transmisión, distribución, comercialización (Suministro Básico y Suministro Calificado) y proveeduría de insumos primarios.

¹⁵ Al respecto, resulta oportuno precisar que CFE Calificados opera observando cabalmente la separación legal, contable y operativa mandatada por la Secretaría de Energía (SENER). Esta circunstancia ha sido verificada por la firma de auditoría PricewaterhouseCoopers (PwC), en cumplimiento a las Condiciones del Título de Permiso para prestar el Servicio de Suministro Eléctrico, en la modalidad de Suministro Calificado, **E/1770/SC/2016**, del que es titular la Empresa Filial.

¹⁶ Las principales funciones de este Sistema son:

- (i) Administración de transacciones realizadas en el MEM;
- (ii) Monitoreo, gestión y mitigación de riesgos;
- (iii) Análisis, simulación y evaluación de posiciones; y
- (iv) Gestión de Contratos de Cobertura Eléctrica.

¹⁷ Las principales funciones de este Sistema son:

- (i) Gestión proceso de venta;
- (ii) Gestión del servicio de atención al cliente; y
- (iii) Seguimiento y medición del equipo de ventas.

En este ejercicio destacan los siguientes logros de CFE Calificados:

- I. **Fortalecimiento y diversificación del portafolio de clientes.** En 2018 CFE Calificados cerró compromisos para la venta de 989.7 MW de capacidad y su energía asociada, lo que representa un incremento del 117% respecto al ejercicio 2017. Este crecimiento es resultado del despliegue de una agresiva y focalizada estrategia comercial, permitiendo a la Empresa Filial tener presencia en 14 entidades federativas y 15 sectores productivos.

A pesar de las prórrogas factuales y legales otorgadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el portafolio de clientes de CFE Calificados se encuentra integrado predominantemente por Usuarios Obligados¹⁸. Geográficamente, destaca la concentración de clientes en las regiones Bajío y Centro del país. Mientras que, en materia de industrial, sobresalen los sectores automotriz, farmacéutico, siderúrgico y de transporte público.

- II. **Resultados financieros por encima de las metas establecidas en el Plan de Negocios “2018-2022”.** CFE Calificados obtuvo una utilidad neta de 457 MDP¹⁹ en 2018. Este resultado es 264 y 19% superior a las metas trazadas en los escenarios base y objetivo del Plan de Negocios de la Empresa, respectivamente. De igual forma, este resultado es 68% superior al obtenido en 2017.

Este crecimiento se debe, principalmente, al cumplimiento de las metas de suministro eléctrico y a la optimización del portafolio de energía de la Empresa.

- III. **Habilitación para prestar el Suministro de Último Recurso.** Después de convertirse en el primer permisionario de Suministro de Último Recurso del MEM y de firmar el Contrato de Participante del Mercado asociado con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en 2017, durante 2018 CFE Calificados culminó su acreditación frente al operador del Mercado y recibió la autorización de un **esquema tarifario de emergencia** por parte de la CRE para prestar el suministro eléctrico bajo la modalidad de último recurso (Resolución Núm. RES/1900/2018).

De esta forma, la Empresa Filial adopta el rol de salvavidas y garante de la continuidad del suministro eléctrico para (i) los usuarios cuyos Suministradores Calificados incumplan con la prestación del servicio y (ii) los Usuarios Obligados que no migren al Mercado Calificado y contraten con un Suministrador dentro de los tiempos que establezca la CRE. Así, CFE Calificados continúa aprovechando las herramientas que provee el nuevo contexto legal para mantener su posición de liderazgo frente a privados.

Durante 2018, también se presentaron retos que impidieron a CFE Calificados tener un mejor desempeño, a continuación, se describen los más importantes:

- I. **Extensiones para la migración de Usuarios Obligados al Mercado Calificado.** Los clientes con una demanda anual igual o mayor a 1 MW que empezaron a recibir el suministro eléctrico después de la promulgación de la LIE están obligados a registrarse con la CRE y a contratar con un Suministrador Calificado. Sin embargo, esto no ha sucedido porque la CRE ha otorgado a estos usuarios prórrogas factuales y legales.

¹⁸ Clientes con una demanda anual igual o mayor a 1 MW que empezaron a recibir el suministro eléctrico después de la promulgación de la LIE.

¹⁹ Cifras preliminares sujetas a la aprobación de los Estados Financieros Dictaminados del ejercicio 2018.

En la práctica, mientras la CRE no emita la declaratoria de “*condiciones propicias de suministro calificado*” a la que hace alusión el artículo Transitorio Único la Resolución **Núm. RES/2507/2017**²⁰, cerca de 800 Usuarios Obligados con una demanda asociada a ~1.5 GW de capacidad instalada continuarán recibiendo el suministro eléctrico del Suministrador de Servicios Básicos.

La experiencia internacional ha demostrado que la **efectiva aplicación de la Ley** es un factor clave para el desarrollo y maduración de Mercados Eléctricos, particularmente, en su etapa de arranque. Estas extensiones no solo direccionan al MEM en sentido opuesto y restan certeza a la operación de CFE Calificados en el Mercado, también reducen su mercado potencial e inhiben el desarrollo de un Mercado Calificado competitivo.

En este rubro, las gestiones regulatorias y la defensa de los intereses de CFE Calificados y la propia CFE fueron insuficientes. Como resultado, la Empresa Filial no pudo acceder y servir al universo de Usuarios Obligados.

- II. **Escasez de energía en el MEM.** La etapa temprana de implementación del MEM en que nos encontramos se ha distinguido por la falta de liquidez de **energía eficiente**. Por un lado, las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación de la CFE comprometieron toda su capacidad eficiente a los Contratos Legados²¹. Por el otro lado, la poca generación eficiente restante se vende directamente al Mercado. Ello, para maximizar rentas con los altos Precios Marginales Locales (PML) observados en el último año.

Este escenario ha impedido a CFE Calificados y otros Suministradores realizar ofertas competitivas a los grandes consumidores de energía que hoy son servidos por el Suministrador de Servicios Básicos. En el caso de CFE Calificados, la mayor parte del portafolio de energía que tiene contratado entrará en operación gradualmente a partir de 2020.

Actualmente, para realizar ofertas a usuarios finales, se inician negociaciones simultáneas con éstos y con Generadores para asegurar los productos que se suministrarán a los primeros. Esta mecánica no ha permitido a CFE Calificados tener un despliegue comercial certero, identificándose áreas de oportunidad para contratar coberturas eléctricas más rápida y efectivamente.

Ante este panorama, será decisivo para CFE Calificados tener la oportunidad de contratar en el corto plazo energía a precios competitivos. Y, de esta forma, **retener, capturar** e incluso **recuperar** clientes. Los grandes consumidores que migran al Mercado Calificado para ser atendidos por un Suministrador distinto a CFE Calificados representan una pérdida no solo para el brazo comercial de la CFE, sino también para su segmento de generación²².

A partir de esta experiencia y conociendo el tamaño del mercado calificable (~75 TWh), CFE Calificados debe considerar anticipar sus necesidades de energía para el mediano y largo plazo. De lo contrario, su liderazgo en el Mercado Calificado será desafiado por firmas privadas.

²⁰ Resolución de la CRE que expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la inscripción en el Registro de Usuarios Calificados y la operación y funcionamiento del mismo.

²¹ Por diseño tarifario, esta capacidad será destinada a servir a los sectores residencial y agrícola.

²² Lo mismo sucede con los grandes consumidores que optan por el régimen de Autoabasto.

- III. **Condiciones de Mercado que impactan el precio de la energía.** Otros aspectos que limitaron el desempeño de CFE Calificados fueron **(i)** la mitigación de precios de energía por parte del CENACE en el Sistema Baja California y **(ii)** la incertidumbre del esquema tarifario de Suministro Básico.

En el primer caso, el CENACE mantuvo precios de energía bajos en Baja California importando energía de California a través de los enlaces internacionales comerciales. Esto impidió, por un lado, que los Participantes del Mercado como CFE Calificados capturaran las rentas de estos enlaces y, por el otro, que los precios de energía de Baja California reflejaran la escasez y necesidad de energía de este Sistema Eléctrico.

En lo que se refiere a las tarifas reguladas de Suministro Básico, la CRE realizó al menos cuatro correcciones metodológicas en el transcurso del año. Esta circunstancia generó variaciones en el precio de la energía y, como consecuencia, en el universo de usuarios calificables a los que se puede servir de forma rentable. Estas variaciones, potencialmente, también demoraron la decisión de grandes consumidores de energía de migrar al Mercado Calificado.

Del mismo modo, el comportamiento errático de la tarifa regulada de Suministro Básico presentó una oportunidad para ofrecer precios estables y conocidos a los grandes consumidores de energía. Misma que, frente a las condiciones de incertidumbre regulatoria y escasez de energía planteadas, CFE Calificados no capitalizó.

Respecto a las actividades de los órganos de gobierno de CFE Calificados, su Consejo de Administración sesionó en tres ocasiones durante 2018.

Anexo 1.0 – Indicadores y Resultados

Tabla 1.0 “Capacidad y energía comercializada – CFE Calificados S.A. de C.V.”

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1.Capacidad en MW Vendidos	13.30	455.5	989.7	3,325%	117%
2.Energía en MWh Vendida	18,933	2,389,966.8	17,608,934	3,325%	117%
3.Número de Contratos	2	21	29*	950%	38%

*Incluye 11 recontrataciones

Gráfico 1.0 “Distribución clientes Obligados y No Obligados – CFE Calificados S.A. de C.V.”



Gráfico 2.0 “Distribución clientes suministrados por estado– CFE Calificados S.A. de C.V.”

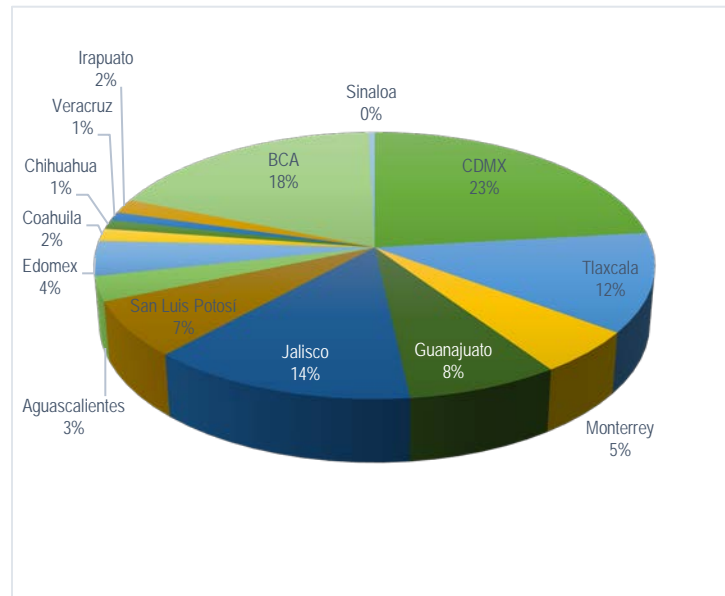
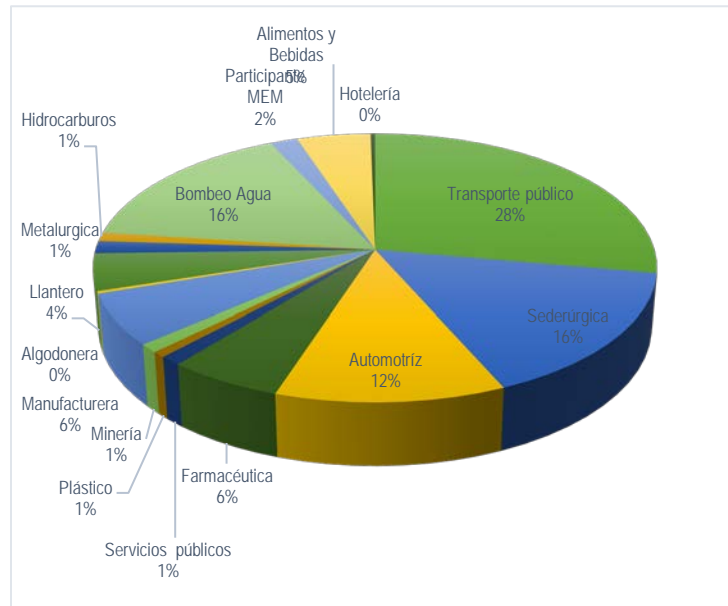
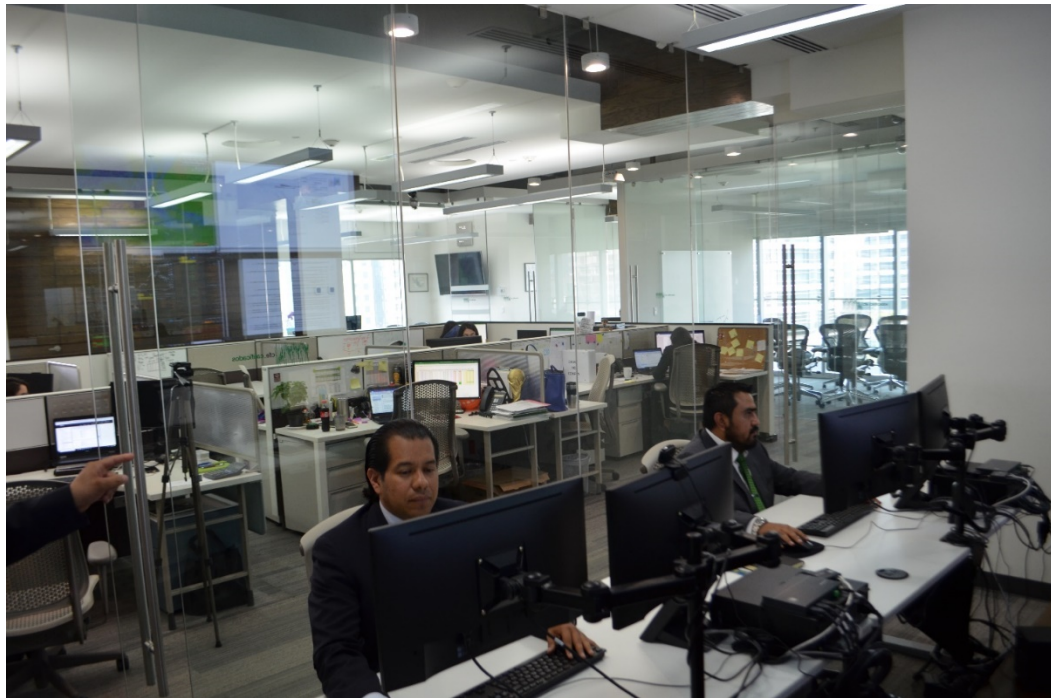


Gráfico 3.0 “Distribución clientes suministrados por industria – CFE Calificados S.A. de C.V.”



Anexo 2.0 – Memoria Fotográfica







CFEnergía y CFEInternational

Introducción

La generación de energía eléctrica a partir del uso de combustibles fósiles es el principal método de generación empleado por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En México, el 70% de la electricidad es producida a través de centrales termoeléctricas y carboeléctricas que son abastecidas con gas natural, gas natural licuado, combustibles líquidos y carbón. Debido a esto, la adquisición de combustibles a un bajo costo cobra gran importancia, sobre todo si se considera que el costo de adquisición de combustibles representa alrededor del 75% de los costos de generación de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de la CFE y que la producción nacional de gas natural, principal combustible empleado para la generación de energía eléctrica, ha caído poco más del 33% entre 2010 y 2018, propiciando un aumento acelerado de las importaciones de este combustible.

En este contexto, las empresas filiales CFEINTERNATIONAL LLC (CFEi) y CFENERGÍA SA DE CV (CFEn) contribuyen de manera importante al fortalecimiento y a la estabilidad de la seguridad energética del país, ya que, surgen como actores relevantes para abastecer a la CFE y a la industria nacional con combustibles de manera confiable y a precios competitivos en México y desde el extranjero.

Actualmente CFEi opera desde sus oficinas en Houston, Texas. No obstante, se constituyó en el estado de Delaware, Estados Unidos, siendo su único accionista la CFE. Las principales razones que sustentaron su creación fueron la escala de las necesidades de combustibles de la CFE, la desregulación del mercado de energéticos en México y las crecientes importaciones de gas natural.

El Plan de Negocios de CFEi 2018 - 2022 establece la necesidad de participar en el mercado de forma ágil y oportuna, a partir de su presencia en Estados Unidos, impulsando una estrategia de suministro y transporte de gas natural a México, tarea que ha venido desarrollando ya en condiciones de estricta separación desde el tercer trimestre de 2017 y con mayor fortaleza en el 2018.

Acorde a lo anterior, en el 2018 CFEi se consolidó como un instrumento clave en la creación de valor y el manejo de riesgos para la CFE, otorgando acceso directo y sin intermediarios al mercado de gas natural de los Estados Unidos, el cual es considerado, por sus bajos precios, como el más competitivo a nivel mundial.

Por su parte, a pesar de ser una empresa relativamente joven, desde su conformación en agosto de 2015 hasta el día de hoy, CFEnergía se ha convertido un importante comercializador de combustibles en México. Su principal actividad comercial es la importación y exportación de gas natural, gas natural licuado, combustibles líquidos y carbón a precios competitivos, así como la contratación de transporte, almacenamiento y comercialización de estos.

Para ambas filiales de CFE, 2018 fue un año que implicó importantes cambios administrativos, como parte de la coyuntura que vivió el país con la entrada del nuevo gobierno.

Conforme a ello, la primera acción emprendida por la nueva Dirección General de CFEi fue dirigida hacia un cambio de fondo en la visión integral de lo que se quiere para el desarrollo de México. Para ello se fortalecerá la estructura corporativa y financiera de la empresa.

La situación de CFenergía con la que se encontró la nueva administración fue la de una compañía con objetivos comerciales muy puntuales. Sin embargo, también se hallaron importantes retos que afrontar que obedecen a un distanciamiento de los principios sociales a los que debe responder CFenergía, como empresa filial de CFE y por su compromiso con el país, tal es el caso de la problemática existente entorno a los gasoductos detenidos por caso fortuito y fuerza mayor, donde las posibles soluciones a los conflictos sociales en todo momento deben apegarse al Estado de Derecho.

Conforme a lo anterior, las primeras acciones tomadas por la nueva administración fueron dirigidas hacia un cambio en la visión integral de lo que se quiere para el desarrollo de México. Esto con el fin de fortalecer la estructura corporativa y financiera de las empresas, adoptando ejes de gestión acordes con el nuevo enfoque social del actual Gobierno Federal, mismos que a continuación se describen:

- **Eficiencia**, llevando a cabo las actividades diarias que involucran la comercialización de combustibles con consciencia en la utilización de recursos y adecuada tecnología, brindando valor para el consumidor final.
- **Rentabilidad con responsabilidad social**, teniendo un correcto manejo de los bienes en la participación dentro del mercado de combustibles y cumplir con el desarrollo nacional sin descuidar el compromiso con la empresa y sus colaboradores.
- **No corrupción**, realizando las acciones comerciales bajo un marco legal y normativo acorde con principios sociales, así como en propiciar el correcto funcionamiento de los procesos con el establecimiento de un código de ética permeando en cada uno de quienes forman parte del equipo de CFEi.
- **Austeridad**, llevando a cabo las actividades diarias que involucran el proceso de importación y exportación de combustibles bajo un esquema de uso adecuado de los recursos que se disponen sin descuidar la eficiencia en las operaciones.
- **Transparencia**, publicando y difundiendo resultados de acuerdo a las normas en materia de transparencia que permitan a la sociedad en su conjunto identificar el papel de CFEi en la industria energética, así como conocer y monitorear sus acciones con el firme propósito de superar expectativas de negocio.

Con estos ejes se logrará redireccionar las áreas existentes al fin común, convirtiendo a CFEi y a CFEn en empresas rentables sin dejar de cumplir con su responsabilidad social, manteniendo

criterios de suficiencia, competitividad y sustentabilidad. Además de mantener el compromiso de coadyuvar al rescate de la CFE como la empresa productiva del Estado.

El presente informe tiene el objetivo de mostrar los principales resultados y las actividades relevantes de CFEi y de CFEn durante 2018.

Contexto del gas natural para México

El gas natural es el principal combustible implementado para la generación eléctrica. Esto se debe a que, en comparación con otros combustibles fósiles, el gas natural muestra varias ventajas, pues es más barato y contamina menos. Asimismo, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032 el 60% de la demanda total de gas natural en el país corresponde al sector eléctrico.

No obstante, a pesar de su gran importancia y que la demanda total de gas en el sector eléctrico aumentó 40% entre 2012 y 2017, pasando de 3,139 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) a 4,409 mmpcd, la producción nacional de gas natural ha venido en caída. Entre 2010 y 2018 la producción cayó 33% como resultado del debilitamiento de Petróleos Mexicanos (PEMEX). Esto derivó en que las importaciones de gas natural en México se incrementaran 128% entre 2012 y 2017. Esto aunado a que los precios del gas natural en Estados Unidos son los más bajos a nivel internacional, promediando 3 dólares por MMBtu²³ en 2017. Como resultado de lo anterior, se ha generado una situación de inseguridad energética en el país y que además compromete la soberanía nacional ante cambios económicos, geopolíticos, financieros e incluso climáticos.

I. CFEInternational, LLC

Ante este contexto, el papel de CFEi como responsable del suministro de combustibles para la CFE y de la industria nacional a precios competitivos y de manera confiable desde el extranjero cobra gran importancia. Para cumplir este objetivo CFEi enfoca su estrategia de comercialización de gas natural en aprovechar el crecimiento de la oferta exportable norteamericana que, con datos de su Departamento de Comercio, ha crecido más del 150%, lo que ha permitido:

- La reducción de los costos de importación de gas natural, incluyendo la molécula y el transporte respectivo, así como de otros combustibles.
- La mejor utilización de la capacidad reservada de gasoductos en Estados Unidos y su comunicación con los gasoductos en México, garantizando el suministro en mejores condiciones a las plantas generadoras de la CFE (prioritarias).
- Incrementar las utilidades de CFEi²⁴ en la búsqueda de contribuir a la salud financiera de las empresas de la CFE y a la generación de valor que permita transferir recursos en favor una mejor oferta de energía eléctrica en México.

²³ Millones de unidades térmicas Británicas.

²⁴ Véase la sección Situación financiera.

Asimismo, los objetivos de la estrategia comercial que se cumplieron durante 2018 fueron los siguientes:

- El suministro de gas natural a la CFE y a sus empresas productivas, de manera eficiente y competitiva.
- Lograr ahorros mediante la eliminación de los intermediarios y la reducción de costos en la importación de los combustibles, especialmente el gas natural (véase más adelante el Activo en el Balance General de CFEi).
- Ofrecer a la industria nacional un abastecimiento internacional de combustibles confiable y competitivo.
- Optimizar y aprovechar en la mayor medida la capacidad de transporte con que cuenta CFEi en los Estados Unidos, que estratégicamente fue establecida para asegurar un abastecimiento confiable y seguro a nuestro país.

I.1 Logros relevantes en el 2018

A pesar de ser una empresa relativamente joven, el trabajo que siguió CFEi durante el 2018 permitió tener importantes logros y consolidarse como el principal abastecedor de gas natural de México desde el extranjero. A lo largo del 2018 el abastecimiento de gas natural de CFEi a México ascendió a 3 BCF (miles de millones de pies cúbicos, por sus siglas en inglés) por día, representando poco más del 60% de las importaciones totales del país.

Asimismo, se ubica en el ranking de las 20 comercializadoras de gas natural más grandes en Estados Unidos en tan solo su segundo año de operación.

En cuanto a la infraestructura operativa, CFEi afianzó la negociación con la contraparte Valley Crossing Pipeline, permitiendo el transporte de 2.8 BCF diarios a través del gasoducto Sur de Texas-Tuxpan (El Marino). Una vez que se concluya la obra, se permitirá el acceso continental por algunos puntos de los estados de Veracruz y Tamaulipas.

Otro de los logros más importantes que tuvo CFEi durante el 2018 fue el desarrollo y fortalecimiento de relaciones de negocios con nuevas e importantes empresas en el abastecimiento de gas natural, como son Conoco, Chevron, Tenaska, ARM, Nextera. Igualmente, se está en contacto con más de 40 contrapartes que se incorporan al portafolio comercial.

Estos importantes logros que CFEi obtuvo permitieron que recibiera la calificación crediticia BBB+ por parte de S&P. Esto confirma, por parte de terceros, el buen desempeño de la empresa. Además, la calificación crediticia recibida facilitará la realización de nuevas transacciones en materia de compraventa de gas natural y su transporte.

I.2 Principales resultados de la operación

Los resultados operativos de CFEi se dan en un entorno internacional altamente competitivo, dada su participación como una compañía que comercializa combustibles que debe efficientarse para

captar clientes y cumplir los objetivos de su estrategia. Tales resultados tienen su base en la consolidación de una importante infraestructura en cuanto a contratos de abastecimiento y transporte, la cual se encuentra diseñada de la siguiente forma:

- Contratos de abastecimiento de largo plazo con múltiples empresas productoras y comercializadoras por alrededor de 4 BCF por día entre las que destacan: Trafigura, WWM, Apache Corp, Sempra Energy y ARM Energy.
- Contratos de transporte con importantes empresas de infraestructura de Estados Unidos por aproximadamente 8.5 BCF diarios, siendo las principales empresas: Energy Transfer, WWM, Oneok, NuevaEra, El Paso Natural Gas, Valley Crossing Pipeline.
- Múltiples contratos de abastecimiento de gas con proveedores que permiten hacer frente a la demanda de corto y largo plazo tanto de CF Energía como de la propia CFE.
- Contratos de optimización de abastecimiento de gas natural y de capacidad instalada que brindan flexibilidad y posibilidad de reducir costos.

Esta infraestructura comercial conlleva el desarrollo de operaciones de adquisición y logística, así como la elaboración de estrategias integrales con la finalidad de reducir riesgos y asegurar el cumplimiento de las necesidades de gas natural de CFE. Como resultado de lo anterior, se obtuvieron incrementos en términos de Ventas y Utilidades, como se muestra en el Cuadro 1.

Cuadro 1. Resultados operativos de CFEi en 2018

(cifras en millones de dólares)

Concepto	2017	2018	Variación (%)
Ventas	1,680	3,992	138%
Utilidades	93	153	65%

Fuente: CFE International LLC.

I.3 Gobierno corporativo

El fortalecimiento de la estructura corporativa de CFE International LLC, acorde con el nuevo enfoque social de la administración pública federal, dio inicio con la Resolución Unánime de Accionistas mediante la cual se realizó el cambio de la Dirección General de la Empresa.

Siguiendo las mejores prácticas de gobierno corporativo y según lo establecido en la Sección 7 del *LLC Agreement* de CFEi, el Consejo de Administración creó el Comité de Auditoría, el cual se instaló el 6 de junio de 2018. Dicho Comité es el órgano encargado de supervisar la suficiencia de la información financiera y contable de la compañía; de supervisar el puntual cumplimiento con los requerimientos legales y regulatorios, entre otros los emitidos por el Consejo de Administración de la CFE.

Entre otras acciones, el Comité de Auditoría ha revisado el informe de atención a auditorías hechas por la Auditoría Interna de la CFE y la Auditoría Superior de la Federación, los estados financieros trimestrales, así como lineamientos internos de CFEi.

Asimismo, CFEi cuenta con un Comité de Inversión y Riesgos, instalado el 26 de septiembre de 2017. El Comité tiene como propósito el coadyuvar con el Consejo de Administración para vigilar el manejo de capital de la compañía, el cual deberá estar enfocado a cumplir con el plan de trabajo de ésta, así como vigilar y, en su caso, emitir recomendaciones al Consejo de Administración respecto de los riesgos crediticios a futuro. Dentro de las principales funciones del Comité de Inversión y Riesgos se encuentra la elaboración e implementación de políticas y lineamientos internos en materia de cumplimiento regulatorio, riesgos de crédito, entre otros.

Además de sus propios órganos internos de control, está sujeta a la auditoría de la Comisión Federal de Electricidad, la cual, de conformidad con el artículo 49 de la Ley de la CFE, será realizada por el Comité de Auditoría de la CFE, la Auditoría Interna de la CFE y el Auditor Externo de la CFE. En este sentido, durante el año 2018, la Auditoría Interna de la CFE realizó auditorías a la empresa por lo que hace a los ejercicios fiscales 2016 y 2017. Actualmente, CFEi se encuentra atendiendo los requerimientos de las auditorías iniciadas respecto al ejercicio 2018.

De conformidad con el artículo 55 de la Ley de la CFE, el Consejo de Administración de la CFE designará al auditor externo de la CFE, sus empresas productivas y filiales. En ese tenor, mediante acuerdos CA-092/2015 y CA-077/2016 de fecha 22 de octubre de 2018 y 27 de octubre de 2016 respectivamente, el Consejo de Administración de la CFE designó al despacho KPMG Cárdenas Dosal, S.C. como auditor externo de sus empresas filiales, incluyendo CFEi, para los ejercicios fiscales 2016 a 2019. En virtud de lo anterior, el despacho KPMG auditó a CFEi al cierre de los ejercicios 2016 y 2017 y actualmente se encuentra auditando el ejercicio 2018.

En términos del artículo 72 de la Ley de la CFE y de las Políticas para el otorgamiento de garantías²⁵, CFEi, cuando así lo requiere, solicita a la Dirección de Finanzas de la CFE la emisión de garantías corporativas para garantizar sus obligaciones en determinadas operaciones, tales como la compra y venta de combustibles y/o de transporte. Durante el año 2018, CFE otorgó 37 garantías corporativas, de las cuales, 33 ya fueron canceladas por haberse cumplido con las obligaciones que amparaban.

La oficina del Abogado General funge como secretario de dicho Consejo, por lo que la empresa interactúa frecuentemente con dicha oficina durante la planeación, celebración y posterior elaboración de las sesiones del Consejo de Administración de CFEi.

Durante el año 2018, el Consejo de Administración emitió el acuerdo CA-036/2018 de fecha 26 de abril, mediante el cual, previa autorización del Comité de Estrategia e Inversiones, se aprobó la actualización del acuerdo CA-116/2016 de 15 de diciembre de 2016, para incorporar al mismo la cesión de dos contratos remanentes de transporte y compresión.

²⁵ Políticas para el otorgamiento de garantías contraídas por el corporativo u otorgadas por parte de la CFE a sus Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y Fideicomisos, aprobadas por el Consejo de Administración de CFE, el 26 de abril de 2018.

I.4 Comportamiento financiero²⁶

Como ya se mencionó, a pesar de ser una empresa relativamente joven en el mercado, CFE International ha logrado consolidarse como una de las comercializadoras de gas más grandes en Estados Unidos. Este título viene acompañado con el correcto manejo de las finanzas de la empresa.

El activo de CFEi incrementó un 102% en 2018 respecto a 2017, representado principalmente por el incremento en las cuentas del activo circulante de efectivo y equivalentes de efectivo derivado de mejoras en negociaciones y acuerdos de pago con proveedores.

De igual forma, se incrementaron las cuentas por cobrar en un 107% en 2018 dada la incorporación de nuevos clientes. Respecto a los otros activos, se realizaron depósitos en garantía como soporte crediticio con proveedores. De igual forma, se realizaron anticipos por consumo de molécula, renta de oficinas en Houston e impuestos federales.

Cuadro 2. Balance General de CFEi. Comparativo 2017 vs 2018

Concepto (Miles de dólares)	Acumulado anual		Comparativo 2017 vs 2018	
	2017	2018	(\$)	(%)
Activo				
Activo circulante	\$ 430,958	\$ 830,232	\$ 399,274	93%
Activo fijo	\$ 12	\$ 55	\$ 43	358%
Otros activos	\$ 93	\$ 42,197	\$ 42,104	45273%
Total Activo	\$ 431,063	\$ 872,484	\$ 441,421	102%
Pasivo				
A corto plazo				
<i>Proveedores</i>	\$ 292,654	\$ 532,091	\$ 239,437	82%
<i>Cuentas por pagar partes relacionadas</i>	\$ -	\$ 26,818	\$ 26,818	100%
<i>Impuestos por pagar</i>	\$ 40,831	\$ -	-\$ 40,831	-100%
<i>Anticipo de clientes</i>	\$ 3,872	\$ 29,255	\$ 25,383	656%
<i>Otros activos a corto plazo</i>	\$ -	\$ 20,129	\$ 20,129	100%
Total Pasivo	\$ 337,357	\$ 608,293	\$ 270,936	80%
Capital Contable				
<i>Capital social</i>	\$ 100	\$ 100	\$ -	0%
<i>Utilidades acumuladas</i>	\$ 113	\$ 93,605	\$ 93,492	82736%
<i>Utilidad del ejercicio</i>	\$ 93,492	\$ 170,485	\$ 76,993	82%
Total Capital Contable	\$ 93,705	\$ 264,190	\$ 170,485	182%
Pasivo + Capital Contable	\$ 431,062	\$ 872,483	\$ 441,421	102%

Fuente: CFE International LLC.

²⁶ Todas las cifras financieras son preliminares y están sujetas a cambios derivados del cierre de los Estados Financieros Auditados de la filial y consolidados del corporativo.

Respecto al Pasivo, se observa un incremento del 80% respecto a 2017 debido al aumento en la cuenta de proveedores; adicional a esto, se realizaron negociaciones con nuevas contrapartes impactando directamente a esta cuenta. El Pasivo también se vio afectado en la cuenta de anticipo de clientes dado que se reembolsaron pagos por el costo de transporte pagado en años anteriores.

El Capital Contable aumentó naturalmente al incrementar las utilidades acumuladas y la utilidad del ejercicio como resultado de la operación de CFE International LLC.

En cuanto al Estado de Resultados, se observa que los ingresos tuvieron un incremento del 137% en 2018 respecto a 2017, debido a que los flujos de CF Energía S.A. de C.V. aumentaron, además de que se agregó un nuevo punto de importación. Los costos aumentaron igualmente derivado del mismo flujo y negociaciones adicionales con nuevas contrapartes.

Cuadro 3. Estado de Resultados de CFEi. Comparativo 2017 vs 2018²⁷

Concepto (Miles de dólares)	Acumulado anual		Comparativo 2017 vs 2018	
	2017	2018	(\$)	(%)
Ingresos	\$ 1,680,246	\$ 3,989,374	\$ 2,309,128	137%
Costos	\$ 1,528,585	\$ 3,733,193	\$ 2,204,608	144%
Resultado antes de gastos de operación	\$ 151,661	\$ 256,181	\$ 104,520	69%
Gastos de operación	\$ 8,006	\$ 15,934	\$ 7,928	99%
Resultado de operación	\$ 143,655	\$ 240,247	\$ 96,592	67%
Intereses y garantías corporativas	\$ 179	-\$ 24,448	-\$ 24,627	-13758%
Resultado antes de impuestos	\$ 143,834	\$ 215,799	\$ 71,965	50%
Impuestos	\$ 50,342	\$ 45,314	-\$ 5,028	-10%
Resultado neto	\$ 93,492	\$ 170,485	\$ 76,993	82%

Fuente: CFE International LLC.

Los gastos de operación incrementaron liderados por el aumento en consultorías fiscales, legales y tecnológicas, así como también por el aumento en la operación de los servicios compartidos con CF Energía S.A. de C.V. El resultado antes de impuestos se vio afectado por los intereses y las garantías corporativas, las cuales se encuentran en negativo para 2018 dado que se refleja el provisionamiento, llevando a un incremento en el resultado neto de 82% en 2018 respecto a 2017, el cual también se vio impactado por la reducción en la tasa impositiva que fue del 30% al 20%.

²⁷ Todas las cifras financieras son preliminares y están sujetas a cambios derivados del cierre de los Estados Financieros Auditados de la filial y consolidados del corporativo.

En cuanto a las razones financieras de CFEi al cierre de 2018, la prueba de liquidez sin inventarios indica que, por cada peso de pasivo, CFE International LLC mantiene un excedente de \$37 centavos en el activo corriente. Por otra parte, el retorno sobre activos (ROA) se encuentra en 20% (utilidad neta: \$170 miles de dólares -mdd-, activos totales \$872 mdd) y el margen neto en 4% (utilidad neta: \$170 mdd, ventas: \$3.9 millones de dólares) a diciembre 2018.

Con la nueva administración, se busca fortalecer la estructura financiera de CFEi con el fin de que sea una empresa rentable pero que, a su vez, cumpla con el criterio de responsabilidad social. Para ello, es importante considerar los ejes de gestión adoptados en términos de Eficiencia, Rentabilidad con responsabilidad social, No corrupción, Austeridad y Transparencia. De este modo, las finanzas sanas que tenga la empresa serán resultado de un correcto redireccionamiento de los esfuerzos de las áreas de CFEi.

II. CFENergía S.A. de C.V.

Ante este contexto del mercado de gas y combustibles en el que debe interactuar, el papel de CFENergía como responsable del suministro de combustibles para la CFE y de la industria nacional a precios competitivos y de manera confiable cobra gran importancia. Como comercializador CFENergía dio cumplimiento a este objetivo en el 2018. Sin embargo, las problemáticas existentes alrededor de 7 gasoductos que se encuentran inoperativos y la falta de posibles soluciones apegadas al Estado de Derecho, comprometieron las finanzas de la CFE por el pago por concepto de Caso Fortuito o Fuerza Mayor. Por ello, a partir del cambio de administración en diciembre de 2018, se reorientó el sentido de la filial hacia una ruta social que satisfaga la demanda de combustibles en México sin que se comprometa la seguridad energética del país.

A raíz del incremento en las importaciones de gas natural, la estrategia de suministro de combustibles considera a la ampliación de la red de gasoductos como eje central para la seguridad energética del país. Entre diciembre de 2012 y agosto de 2017, se añadieron 3,392 kilómetros a la red nacional de gasoductos²⁸.

II.1 Logros relevantes en el 2018: Infraestructura acumulada y proyectada

La ampliación de la red de gasoductos para transporte de gas es considerada como eje central para la seguridad energética nacional. Durante 2018, fueron cinco los proyectos que fueron puestos en operación: El Encino - Topolobampo, El Encino - La Laguna, Ramal Hermosillo, Webb - Escobedo y Ramal Topolobampo. Estos proyectos representan una capacidad adicional para el país de 3,054 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) en una longitud de 363 kilómetros de gasoductos.

Infraestructura y equipo: Estación de compresión El Encino - La Laguna



Fuente: CFENergía.

²⁸ Plan de Negocios de CFENergía 2018-2022, con información de SENER, "Estatus de gasoductos".

Actividades: Trabajos en la Sierra Tarahumara del gasoducto El Encino – Topolobampo



Fuente: CFEnergía.

Actividades: Alineación de tubería del gasoducto El Encino - Topolobampo



Fuente: CFEnergía.

Actividades: Descenso de tubería en la Sierra Tarahumara del gasoducto El Encino - Topolobampo



Fuente: CF Energía.

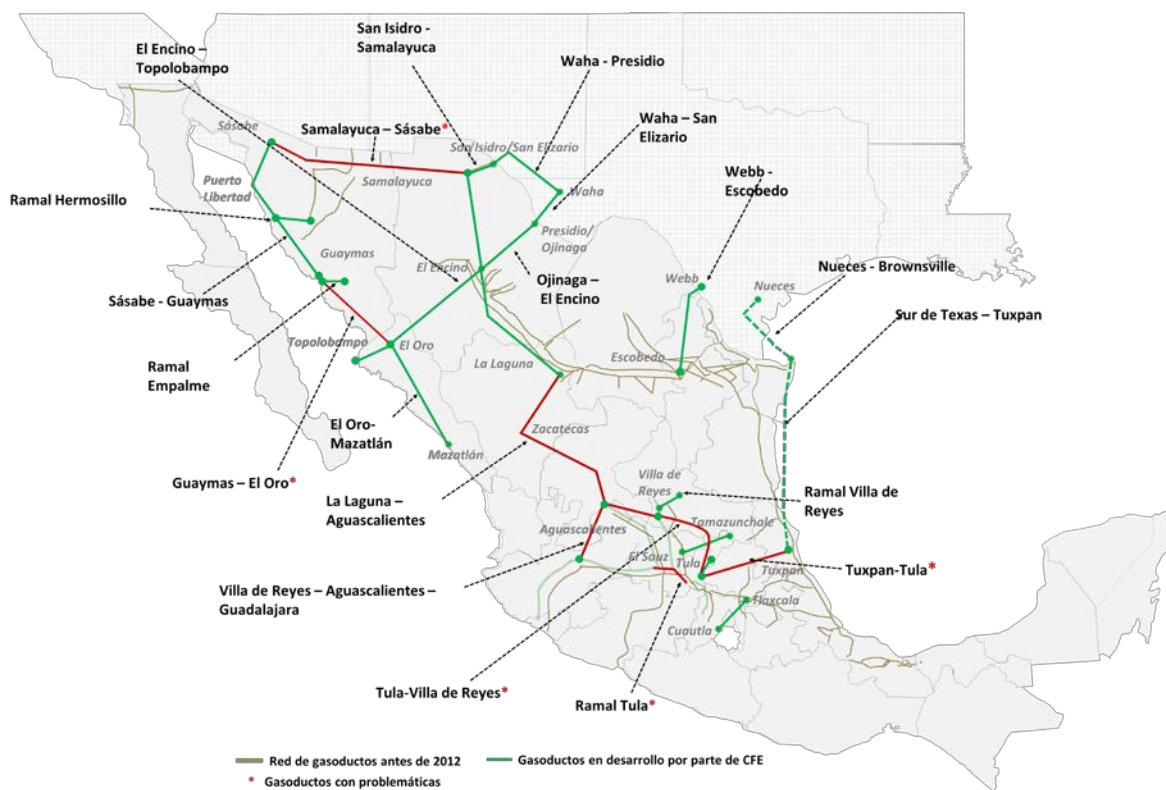
Infraestructura y equipo: City Gate (unidad de distribución de gas) del Ramal Hermosillo



Fuente: CF Energía.

Conforme a lo anterior, el nuevo mapa de infraestructura acumulada de gasoductos desarrollados por la CFE y CF Energía se muestra en la Figura 1. Se trata de una red de 3,909 km en operación con una capacidad total de 11,278 mmpcd. En el mapa se muestran también los proyectos en construcción, que en este caso son Sur de Texas - Tuxpan (El Marino) y Nueces - Brownsville, los cuales tienen fechas de inicio de operación proyectadas para el 2019, representando, por sí solos, 1,067 km de infraestructura, con una capacidad de abastecimiento de 5,200 mmpcd.

Figura 1. Mapa de infraestructura acumulada de gasoductos desarrollados por la CFE y CF Energía



Fuente: CF Energía.

De igual forma, se señalan con rojo los proyectos de gasoductos que, al cierre de 2018, presentaron problemáticas que, en la mayoría de los casos, implicaron retrasos en las fechas de inicio de sus operaciones. Estos proyectos son analizados en la siguiente sección. El Cuadro 1 presenta la situación el estado actual del total de gasoductos.

Cuadro 1. Estado actual del total de gasoductos desarrollados por la CFE y CFenergía

a) En operación

Núm.	Proyecto	Capacidad (mmpcd)	Longitud (kilómetros)
1	Gasoducto Morelos	320	172
2	Samalayuca - El Encino (Tarahumara Pipeline)	850	383
3	Tamazunchale - El Sauz	630	235
4	El Encino – Topolobampo	670	551
5	Sásabe – Guaymas	760	515
6	El Oro – Mazatlán	202	430
7	Ojinaga - El Encino	1,350	221
8	El Encino - La Laguna	1,500	423
9	Waha-Presidio	1,350	238
10	Waha-San Elizario	1,135	290
11	Ramal Villa de Reyes	276	19
12	San Isidro -Samalayuca	1,135	23
13	Ramal Empalme	216	20
14	Ramal Hermosillo	100	48
15	Webb – Escobedo	504	321
16	Ramal Topolobampo	280	20
	Total	11,278	3,909

b) En construcción

Núm.	Proyecto	Capacidad (mmpcd)	Longitud (kilómetros)
1	Sur de Texas - Tuxpan (El Marino) ^{1/}	2,600	800
2	Nueces – Brownsville	2,600	267
	Total	5,200	1,067

c) Con problemática

Núm.	Proyecto	Capacidad (mmpcd)	Longitud (kilómetros)
1	Ramal Tula ^{2/}	505	15
2	Tuxpan – Tula ^{1/}	886	227
3	Tula - Villa De Reyes ^{1/}	886	438
4	Samalayuca – Sásabe ^{1/}	472	619
5	La Laguna – Aguascalientes ^{1/}	1,189	452
6	Villa de Reyes - Aguascalientes – Guadalajara ^{1/}	886	386
7	Guaymas - El Oro ^{1/}	510	331
	Total	5,334	2,468

^{1/}Gasoductos por los que CFE pagó por concepto de Caso Fortuito o Fuerza Mayor en 2018.

^{2/}Proyecto con contrato rescindido y en situación de arbitraje legal.

Fuente: CF Energía.

II.2 Principales rezagos: Puesta en marcha de algunos gasoductos

Al cierre de 2018, fueron ocho los proyectos que se vieron involucrados en situaciones adversas y que han impedido que se avance a la fase de puesta en marcha de las operaciones. En total, los proyectos con problemáticas en 2018 suman una capacidad de 7,934 mmpcd y una longitud de 3,268 kilómetros, lo que equivale a alrededor del 36% y 44%, respectivamente, de la capacidad (21,812 mmpcd) y longitud (7,444 km) contratadas dentro del conjunto de gasoductos.

Los retrasos han afectado de distintas formas a la CFE. Se trata de un conjunto de contratos de prestación de servicio de transporte de gas natural celebrados por la CFE durante la pasada administración, cuyo diseño contractual hace que los riesgos sean absorbidos por CF Energía, viéndose beneficiado el transportista. Asimismo, la falta de avance en estos siete proyectos constituye el principal rezago de CF Energía en términos de metas establecidas, dado que ha implicado adecuar fechas de inicio de operaciones. Esto ha tenido como resultado afectaciones por las ineficiencias por sustitución de combustibles para la generación de las centrales eléctricas, así como los costos de oportunidad de no generación.

Los ocho proyectos con problemáticas en 2018 fueron: Ramal Tula, Tuxpan-Tula, Tula-Villa de Reyes, Samalayuca-Sásabe, Guaymas-El Oro, La Laguna- Aguascalientes, Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara y Sur de Texas-Tuxpan (El Marino).²⁹ No obstante, la situación que se encuentra en el Ramal Tula es distinta a la de los otros siete gasoductos. En el caso del Ramal Tula el contrato entre CFE-CF Energía y el transportista ATCO ha sido rescindido y se encuentra en situación de arbitraje. Por su parte, por los otros siete gasoductos CFE y CF Energía en 2018 pagaron poco más de 300 millones de dólares, equivalente a 5,800 millones de pesos por concepto de Caso Fortuito o Fuerza Mayor, siendo que las problemáticas presentadas son ajenas a la CFE.

La mayoría de las problemáticas son de carácter social, por lo que las soluciones que deberán darse a cada uno de los proyectos referidos implican, sin lugar a dudas, los mayores retos para el 2019, pues tendrán que apegarse al Estado de Derecho con pleno respeto a los Derechos Humanos. Por esto, con el cambio de la administración federal en diciembre de 2018, se reorientó el sentido de la filial hacia una ruta con sentido social.

Este cambio de visión encamina a CF Energía a plantear un escenario en el que su principal objetivo sea el desarrollo de México. Por lo que, debido a la importancia del gas natural en México, se buscará renegociar los contratos de prestación de servicio de transporte de gas y continuar con los proyectos bajo un esquema en el que se equilibren los riesgos entre CFE-CF Energía y las empresas a las que se les adjudicó los contratos.

La continuidad de los proyectos implicará la aceptación, por parte de los involucrados, de la conveniencia de mantener una sinergia estratégica a través de sus proyectos, inversiones y esquemas de negocio, pero ahora apegados en todo momento al Estado de Derecho.

La situación que presentan los gasoductos con problemáticas y que actualmente siguen sin avance, se muestra de manera específica en el Anexo 1.

²⁹ En 2019, el proyecto Sur de Texas-Tuxpan retomó su construcción, persistiendo la problemática en siete proyectos.

II.3 Principales resultados de la operación

De 2012 a 2017, las importaciones totales de gas natural en México se incrementaron 128%. Las importaciones de gas natural por parte de CF Energía durante el segundo semestre de 2017 (cuando comenzó a comercializar de manera independiente) fueron de 242,444 millones de pies cúbicos (mmpc), haciendo un promedio diario de 1,303 mmpcd). Para 2018, se importaron en total 620,504 mmpc, lo que representó un promedio diario de 1,668 mmpcd, equivalentes a un aumento de 30% con respecto al 2017.

Durante 2018, CF Energía suministró en promedio 2,354 mmpcd de gas natural continental a las EPS de Generación, teniendo que en el periodo de menor demanda se suministraron 1,988 mmpcd, en tanto que, en el periodo de mayor demanda -correspondiente al mes de julio- se llegaron a suministrar hasta 2,789 mmpcd en promedio. Asimismo, CF Energía en 2018 tenía firmados 41 contratos de suministro de gas natural, en base firme e interrumpible, de hasta 388 mmpcd, con plazos de 1 a 20 años con clientes terceros.

En cuanto al gas natural licuado (GNL), en 2017 CF Energía adquirió 56 cargamentos, equivalentes a 6,632 mmpc, mientras que en 2018, se importaron 10,464 mmpc mediante 70 buques de GNL, destinados a las terminales de Altamira y Manzanillo. Con ello, se hizo frente al déficit de gas natural.

CF Energía debe mantener y mejorar sus esfuerzos para asegurar la mezcla óptima de combustibles a la CFE y a la industria nacional ofreciendo fuentes de energía disponibles, como es el caso de los combustibles líquidos y el carbón, siguiendo los mismos principios de costos competitivos, manejo de riesgos y capacidad para competir en el mercado abierto de combustibles.

En el caso del Diesel, en el 2018 el suministro de CF Energía tuvo un incremento del 21% con respecto al año anterior, abasteciendo 735,675 metros cúbicos. Por su parte, el combustóleo también aumentó en relación al 2017, a un ritmo moderado (7%), suministrando un total de 7.2 millones de metros cúbicos. Cabe destacar que estos resultados superan la tendencia esperada a la baja que se tenía del uso de combustibles líquidos en el sector eléctrico, dado que se continúan utilizando para cubrir el déficit de gas natural.

En cuanto al carbón, durante 2018, CF Energía le suministró a la CFE aproximadamente el 19% de los requerimientos de la Central Termoeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles de carbón importado, equivalente a 3.8 dólares por MMBtu en términos de energía. En ese mismo año, la importación de carbón que CF Energía realizó fue de 1,130 millones de toneladas, tratándose de un carbón de tipo 2 y tipo 3 a precios competitivos de mercado, cumpliendo en tiempo y forma con las entregas como proveedor de carbón.

II.4 Gobierno corporativo

El fortalecimiento de la estructura corporativa de CF Energía, S.A. de C.V., acorde con el nuevo enfoque social de la administración pública federal, parte de las acciones realizadas por la Asamblea de accionistas -en su calidad de órgano supremo de la Sociedad-, por el Consejo de Administración

-en quien se deposita la Administración de la Sociedad- y por el Comité de Auditoría de CF Energía, encargado de supervisar la suficiencia de la información financiera y contable de la sociedad, el puntual cumplimiento con los requerimientos legales y regulatorios emitidos, entre otros, por el Consejo de Administración de la CFE, así como de la vigilancia y reporte a la CFE del uso que la Sociedad ha hecho de los créditos adquiridos con instituciones financieras.

En el mes de diciembre de 2018, por Acuerdo Unánime de Accionistas, se realizó el cambio de Director General de CF Energía, a efecto de lograr que la empresa emprenda cambios sustantivos en su enfoque comercial, integrando el compromiso social a sus fines.

El Consejo de Administración, presidido por el Director General de la CFE, sesiona, por lo menos, de manera trimestral y se encarga, entre otros asuntos, de establecer las estrategias generales para la gestión, conducción y ejecución del negocio de la Sociedad; de establecer los mecanismos para que se vigile la gestión y conducción de la Sociedad; emitir los lineamientos en materia de control interno y auditoría interna y las políticas contables de la Sociedad.

En concordancia con lo anterior, siguiendo las mejores prácticas de gobierno corporativo y atendiendo lo establecido en el artículo Trigésimo Cuarto de los Estatutos sociales, el Consejo de Administración se auxilia del ya mencionado Comité de Auditoría, instalado el 26 de abril de 2017.

El gobierno corporativo de CF Energía, S.A. de C.V. mantiene interacción con el Corporativo de la CFE, en términos de Auditorías internas, Auditorías externas, Solicitudes y emisiones de garantías corporativas, Coordinación con la Oficina del Abogado General y Requerimientos de autorizaciones al Consejo de Administración de CFE Corporativo.

Derivado de ello, durante el año 2018, la filial atendió 13 auditorías por parte de la Auditoría Interna de la CFE. Actualmente, CF Energía se encuentra atendiendo los requerimientos de las auditorías iniciadas respecto al ejercicio 2018. Asimismo, la operación y el ejercicio financiero de los recursos financieros de la empresa son auditados por la Auditoría Superior de la Federación. En 2018 se atendieron 11 auditorías.

Mediante acuerdos CA-092/2015 y CA-077/2016 de fecha 22 de octubre de 2018 y 27 de octubre de 2016 respectivamente, el Consejo de Administración de la CFE designó al despacho KPMG Cárdenas Dosal, S.C. como auditor externo de sus empresas filiales, incluyendo CF Energía, para los ejercicios fiscales 2016 a 2019. En virtud de lo anterior, el despacho KPMG auditó a CF Energía al cierre de los ejercicios 2016 y 2017 y en abril de 2019 se encuentra auditando el ejercicio 2018.

Asimismo, durante el 2018 la CFE otorgó 37 garantías corporativas a CF Energía para cubrir las obligaciones comerciales de esta. Al cierre de ese año, 33 de dichas garantías ya fueron canceladas por haberse cumplido con las obligaciones que amparaban. En ninguna operación comercial se ejerció el cobro de las garantías.

Por determinación del Consejo de Administración de CF Energía, la oficina del Abogado General funge como secretario de dicho Consejo, por lo que en 2018 la filial se coordinó con dicha oficina durante la planeación, celebración y posterior elaboración de las sesiones del Consejo de Administración de CF Energía.

Finalmente, en cuanto a los Requerimientos de autorizaciones por parte de CF Energía al Consejo de Administración de CFE Corporativo, durante el año 2018 dicho Consejo emitió los acuerdos CA-

005/2018 y CA-067/2018 de fechas 22 de febrero y 12 de julio respectivamente, y en los que, previa recomendación del Comité de Estrategia e Inversiones, autorizó que la CFE otorgara garantía corporativa en favor de CF Energía respecto de tres operaciones relevantes de venta de gas natural.

II.5 Comportamiento financiero

A pesar de ser una empresa relativamente joven, CF Energía ha logrado consolidarse como una de las empresas más grandes del país. Esto se ve reflejado en sus finanzas, pues en lo que respecta al Balance General, el Activo incrementó un 16% en 2018 respecto a 2017, representado principalmente por el incremento en las cuentas del activo circulante de efectivo y equivalentes de efectivo, resultado de la negociación con proveedores. También, hubo un incremento en las cuentas por cobrar derivado de la incorporación de nuevos clientes e incremento en la operación de los ya existentes. Por otra parte, el activo fijo tuvo un incremento del 102% liderado principalmente por la inversión en activos intangibles, incluyendo: Allegro, SIGAFI, SCADA y Activgas.

Cuadro 2. Balance General de CF Energía. Comparativo 2017 vs 2018³⁰.

Concepto (Miles de pesos)	Acumulado anual		Comparativo 2017 vs 2018	
	2017	2018	(\$)	(%)
Activo				
Activo circulante	\$ 38,975,235	\$ 45,140,514	\$ 6,165,279	16%
Activo fijo	\$ 65,956	\$ 133,408	\$ 67,452	102%
Otros activos	\$ -	\$ 38,871	\$ 38,871	100%
Total Activo	\$ 39,041,191	\$ 45,312,793	\$ 6,271,602	16%
Pasivo				
A corto plazo				
<i>Proveedores</i>	\$ 14,963,250	\$ 14,689,443	-\$ 273,807	-2%
<i>Préstamos bancarios</i>	\$ 1,433,445	\$ 7,100,442	\$ 5,666,997	395%
<i>Cuentas por pagar partes</i>	\$ 20,145,452	\$ 19,298,262	-\$ 847,190	-4%
<i>Impuestos por pagar</i>	\$ 1,012,014	\$ 712,424	-\$ 299,590	-30%
<i>Otros pasivos</i>	\$ 8,060	\$ 8,789	\$ 729	9%
Total Pasivo	\$ 37,562,221	\$ 41,809,360	\$ 4,247,139	11%
Capital Contable				
<i>Capital social</i>	\$ 1,000	\$ 1,000	\$ -	0%
<i>Utilidades acumuladas</i>	\$ 91,411	\$ 1,479,190	\$ 1,387,779	1518%
<i>Utilidad del ejercicio</i>	\$ 1,387,779	\$ 2,023,243	\$ 635,464	46%
Total Capital Contable	\$ 1,480,190	\$ 3,503,433	\$ 2,023,243	137%
Total Pasivo + Capital Contable	\$ 39,042,411	\$ 45,312,793	\$ 6,270,382	16%

Fuente: CF Energía.

³⁰ Cifras preliminares sujetas a cambios por cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados de la filial y del corporativo.

El Pasivo observa un incremento del 11% respecto a 2017 debido a la adquisición de préstamos bancarios durante el periodo mencionado, mediante los cuales se contrató deuda para pago a CFE. Las otras cuentas del pasivo mitigaron el efecto del aumento en préstamos dado que se redujeron las cuentas de proveedores, cuentas por pagar a partes relacionadas e impuestos por pagar.

El Capital Contable aumentó naturalmente al incrementar las utilidades acumuladas y la utilidad del ejercicio como resultado de la operación de CF Energía.

En cuanto al Estado de Resultados, se observa que los ingresos tuvieron un incremento del 143% en 2018 respecto a 2017, resultado de una operación más dinámica en la venta de combustibles, principalmente gas continental y líquidos.

Cuadro 3. Estado de Resultados de CF Energía. Comparativo 2017 vs 2018³¹

Concepto (Miles de pesos)	Acumulado anual		Comparativo 2017 vs 2018	
	2017	2018	(\$)	(%)
Ingresos	\$ 73,442,605	\$ 178,622,837	\$ 105,180,232	143%
Costos	\$ 64,980,226	\$ 170,313,557	\$ 105,333,331	162%
Resultado antes de gastos de operación	\$ 8,462,379	\$ 8,309,280	-\$ 153,099	-2%
Gastos de operación	\$ 195,900	\$ 310,339	\$ 114,439	58%
Resultado de operación sin demanda garantizada	\$ 8,266,479	\$ 7,998,941	-\$ 267,538	-3%
Demanda garantizada	\$ 5,851,128	\$ 3,567,838	-\$ 2,283,290	-39%
Regalías	\$ -	\$ 1,905,489	\$ 1,905,489	100%
Resultado de operación con demanda garantizada	\$ 2,415,351	\$ 2,525,614	\$ 110,263	5%
Costos de financiamiento	\$ 580,948	-\$ 255,981	-\$ 836,929	-144%
Ingresos o gastos financieros netos	\$ 14,833	-\$ 50,386	-\$ 65,219	-440%
Utilidad o pérdida cambiaria	\$ 566,115	-\$ 205,595	-\$ 771,710	-136%
Resultado antes de impuestos	\$ 1,834,403	\$ 2,781,595	\$ 947,192	52%
Impuestos	\$ 446,618	\$ 758,352	\$ 311,734	70%
Resultado neto	\$ 1,387,785	\$ 2,023,243	\$ 635,458	46%

Fuente: CF Energía.

³¹ Cifras preliminares sujetas a cambios por cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados de la filial y del corporativo.

Los costos incrementaron igualmente, aunque de manera proporcional en un 162%, impactando directamente en el resultado neto de CF Energía, el cual incrementó un 46% de 2017 a 2018.

En lo que respecta a las razones financieras de CF Energía, al cierre de 2018, la prueba de liquidez sin inventarios indica que, por cada peso de pasivo, la filial mantiene un excedente de \$8 centavos en el activo corriente. Asimismo, la razón de liquidez inmediata indica que cuenta con \$10 centavos líquidos para hacer frente a sus compromisos cercanos. Por otra parte, el retorno sobre activos (ROA) se encuentra en 4% (utilidad neta: \$2 millones de pesos, activos totales: \$45.3 millones de pesos) y el margen neto en 1% (utilidad neta: \$2 millones de pesos, ventas: \$178.6 millones de pesos) a diciembre 2018.

Anexo 1

Estado que guardan los 7 gasoductos que hasta abril de 2019 siguen sin avance

1. Ramal Tula

Transportista: ATCO Pipelines S.A. de C.V. (ATCO)	Avance: 88.9%
Fecha de Operación Comercial Contractual: 13 de octubre de 2015	Capacidad: 505 MMPCD
Fecha de Operación Comercial Estimada: Indefinido	Longitud: 15 kilómetros
	Ubicación: Hidalgo

Problemática. ATCO notificó mediante oficio ATCO.RT.CFE.170502.01 el "Aviso de Terminación", lo que dio lugar a un procedimiento de arbitraje.

Retos 2019. Obtener una sentencia favorable que exima a la CFE de pagar los 250 millones de dólares reclamados por ATCO.

Acciones. La Oficina del Abogado General debe preparar la defensa de la CFE para el procedimiento de arbitraje previo a la celebración de la audiencia prevista para noviembre de 2019.

2. Tuxpan - Tula

Transportista: Transportadora de Gas Natural de La Huasteca, S. de R.L. de C.V. (TransCanada)	Avance: 86%
Fecha de Operación Comercial Contractual: 31 de diciembre de 2017	Capacidad: 886 MMPCD
Fecha de Operación Comercial Estimada: 31 de diciembre de 2020	Longitud: 277 kilómetros
	Ubicación: Veracruz, Estado de México, Puebla e Hidalgo.

Problemática. Retraso en el proceso de consulta indígena en las comunidades de Hidalgo y Puebla, lo que impide la obtención de permisos y construcción en 90 kilómetros, aproximadamente.

Retos 2019. Concluir con el proceso de consulta indígena y obtener la aprobación para la construcción y operación del gasoducto.

Acciones. Solicitar el apoyo a la Secretaría de Energía para que, a través de la Dirección General de Impacto Social y Ocupación Superficial, agilice el proceso de consulta en los estados de Hidalgo y Puebla, reactivando el comité técnico de apoyo a la consulta.

3. Tula - Villa de Reyes

Transportista: Transportadora de Gas Natural de La Huasteca, S. de R.L. de C.V. (TransCanada)

Avance: 79.4%

Fecha de Operación Comercial Contractual: 31 de enero de 2018

Capacidad: 886 MMPCD

Longitud: 438 kilómetros

Fecha de Operación Comercial Estimada: 31 de diciembre de 2019

Ubicación: Hidalgo, Querétaro, Guanajuato y San Luis Potosí

Problemática. Demora en la emisión del visto bueno de obra por parte del Instituto Nacional de Antropología e Historia (“INAH”), así como en los trabajos de rescate y salvamento arqueológicos. Bloqueos en 5 comunidades de los estados de Hidalgo (1), Estado de México (2), San Luis Potosí (1) y Guanajuato (1). Suspensión de plano que impide la construcción en el amparo promovido por el ejido Michimaloya, Tula de Allende, Hidalgo.

Retos 2019. Concluir con la construcción del gasoducto para suministrar a las centrales Salamanca Vapor, Salamanca Cogeneración, CCC Tula y CT Francisco Pérez Ríos.

Acciones. Solicitar a la Secretaría de Cultura para que, a través del Director General del INAH, agilice el proceso de rescate y salvamento arqueológico. Solicitar el apoyo de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (“SEDATU”), así como a los gobiernos de los estados de Hidalgo, Estado de México, San Luis Potosí y Guanajuato para que se liberen las zonas bloqueadas y con amparo.

4. Samalayuca - Sásabe

Transportista: Carso Gasoducto Norte S.A. de C.V.

Avance: 77.71%

Fecha de Operación Comercial Contractual: 15 de noviembre de 2017

Capacidad: 472 MMPCD

Longitud: 619 kilómetros

Fecha de Operación Comercial Estimada: 31 de marzo de 2020

Ubicación: Chihuahua y Sonora

Problemática. Demora en la resolución de 21 demandas para la constitución de la servidumbre legal de hidrocarburos por parte del Tribunal Unitario Agrario No. 28 en Hermosillo. Demora por parte de la Servicio de Administración y Enajenación de Bienes (“SAE”) en la definición del procedimiento para la adquisición de un predio bajo su administración.

Retos 2019. Celebrar los contratos de servidumbre legal de hidrocarburos con los ejidatarios demandados y adquirir el predio bajo la administración del SAE.

Acciones. Solicitar el apoyo del SAE para que defina el procedimiento de remate o servidumbre legal respecto al predio bajo su administración. Solicitar al Tribunal Unitario Agrario la emisión de las sentencias para la constitución de la servidumbre legal de hidrocarburos.

5. La Laguna - Aguascalientes

Transportista: Fermaca Pipeline La Laguna S. de R.L. de C.V.	Avance: 91%
Fecha de Operación Comercial Contractual: 31 de enero de 2018	Capacidad: 1,189 MMPCD
	Longitud: 452 kilómetros
Fecha de Operación Comercial Estimada: 09 de mayo de 2019	Ubicación: Durango, Zacatecas y Aguascalientes

Problemática. Demora por parte de la SEDATU en la autorización para instalación del gasoducto en terrenos nacionales en Cuencamé, Durango. Bloqueos por ejidatarios en Zacatecas.

Retos 2019. Concluir la construcción del gasoducto para suministrar de gas natural al centro del país.

Acciones. Solicitar el apoyo de la SEDATU para que, a través de la Subsecretaría de Ordenamiento Territorial y Urbano, se formalice la autorización para la instalación del gasoducto en terrenos nacionales.

6. Villa De Reyes - Aguascalientes - Guadalajara

Transportista: Fermaca Pipeline de Occidente S. de R. L. de C. V.	Avance: 79%
Fecha de Operación Comercial Contractual: 31 de enero de 2018	Capacidad: 886 MMPCD
	Longitud: 386 kilómetros
Fecha de operación comercial estimada: 10 de mayo de 2019	Ubicación: San Luis Potosí, Aguascalientes y Jalisco

Problemática. Bloqueos por parte de ejidatarios en San Luis Potosí. Demora en los trabajos de rescate y salvamento arqueológicos en Jalisco, como consecuencia de la falta de la firma del convenio de colaboración entre el transportista y el INAH.

Retos 2019. Concluir con la construcción del gasoducto para el suministro de gas natural en la zona occidente del país.

Acciones. Solicitar el apoyo de la Secretaría de Cultura para que, a través de la Dirección General del INAH, agilice la firma del convenio de colaboración. Solicitar el apoyo de la SEDATU, así como al gobierno de San Luis Potosí para liberar las zonas bloqueadas.

7. Guaymas - El Oro

Transportista: Gasoducto de Aguaprieta S. de R.L. de C.V.
(IEnova)

Avance: 100%

Fecha de Operación Comercial Contractual: 01 de agosto de
2016

Capacidad: 510 MMPCD

Longitud: 331 kilómetros

Fecha de Operación Comercial Estimada: 19 de mayo del
2017

Ubicación: Sonora y Sinaloa

Problemática. La operación del gasoducto se encuentra interrumpida por daños en la tubería en la comunidad yaqui de Loma de Bácum y a la suspensión de plano otorgada por el Juez Séptimo de Distrito en Sonora en el amparo promovido por la citada comunidad.

Retos 2019. Reparar el gasoducto para continuar con el suministro de gas natural a la zona noroeste del país.

Acciones. Solicitar al Consejo de la Judicatura Federal que el amparo sea resuelto por un Tribunal de Justicia Auxiliar para evitar vicios en la sentencia. Solicitar el apoyo del gobierno del estado de Sonora para llegar a una negociación con la tribu yaqui de Loma de Bácum.

Gestión Corporativa

Proyectos de Infraestructura

Proyectos de Transmisión concluidos en 2018 - Obra Pública Financiada (OPF)

En 2018, la CFE concluyó, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), la construcción de 8 proyectos de líneas de transmisión y subestaciones. La extensión total de las líneas fue de 902 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación fue de 2,140 Megavolts Ampere (MVA), 140 Megavolts Ampere reactivos (MVar) y 79 Alimentadores. Estos 8 proyectos representan una inversión de 284 millones de dólares.

No	Nombre del Proyecto	Inversión Contrato (MDD)	LT	Km-C	SE	MVA	MV Ar	Alimentadores	Inicio de la Construcción	Fecha de Término
1	288 SLT 1722 Distribución Sur (2a fase)	7.1	1	4	2	40	2	9	16-ago-16	19-ene-18
2	314 LT 1911 Red de transmisión Asociada al CC Empalme II	89.9	3	119	4	1750	100	13	26-nov-15	15-feb-18
3	280 SLT 1721 Distribución Norte (4a Fase)	6.5	2	17	1	30	2	5	8-nov-16	15-feb-18
4	LT 328 Red de Transmisión Asociada a la CG Los Azufres III Fase II)	4.5	1	2	1	0	0	4	21-dic16	23-mar-18
5	297 LT 1811 Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I	86.7	7	426	5	0	0	16	4-sep-15	25-mar-18
6	282 SLT 1720 Distribución Valle de México 1a Fase	12	1	1	1	120	18	18	23-ago-16	15-jul-18
7	281 LT 1716 Red de Transmisión Asociada al CC Noreste	46	3	128	2	0	0	7	13-may-16	14-sep-18
8	337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte- Occidental (2a Fase)	31	3	205	4	200	18	6	02-nov-17	15-oct-18

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2019. La Inversión considerada fue la del monto adjudicado; los proyectos están ordenados de acuerdo con su fecha de término. Números redondeados.

Los 5 proyectos concluidos más relevantes se describen a continuación:

Proyecto 297 LT Red de Transmisión Asociada al CC Empalme I

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 86.6 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Hermosillo, Guaymas, Cajeme y Empalme, en el estado de Sonora. Está integrado por 12 obras, de las cuales 5 son subestaciones eléctricas y 7 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 426 Km-C y 16 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto debido a que transmitirá electricidad generada por la central de ciclo combinado Empalme I y sirve como nodo de enlace de la red de 230 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico del estado de Sonora. La fecha de conclusión del proyecto fue en marzo de 2018.



L.T. Guaymas Cereso – Bacum / 297 LT Red de Transmisión Asociada Al CC Empalme I

Proyecto 314 LT Red de Transmisión Asociada Al CC Empalme II

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 89.9 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Hermosillo, Cajeme, Empalme y Navojoa, en el estado de Sonora; y Ahome, en el estado de Sinaloa. Está integrado por 7 obras, de las cuales 4 son subestaciones eléctricas y 3 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aporta 1,750 MVA's, 100 MVA'r, 119 Km-C y 13 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto debido a que transmite la energía eléctrica generada por la central de ciclo Combinado Empalme II, garantizará el suministro del área Noroeste en el mediana plazo, así como enlazará al Estado de Sonora a la red de 400 kV. La fecha de conclusión del proyecto fue febrero de 2018.



S.E. Bacum Bancos. 3 y 4 / 314 LT Red de Transmisión Asociada Al CC Empalme II

Proyecto 282 SLT 1720 Distribución Valle de México 1a Fase

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de OPF con inversión de 12.0 millones de dólares y está ubicado en el municipio de Ecatepec de Morelos, en el Estado de México. Está integrado por 2 obras, de las cuales 1 es subestación eléctrica y 1 es línea de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 1 Km-C y 18 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto por que garantizará en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica en estado normal y bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo el área central del Valle de México por las zonas de Ecatepec de Morelos y Chapingo. La fecha de conclusión del proyecto fue en julio de 2018.



S.E. Caracol Bancos 1 y 2 + MVAr / 282 SLT 1720 Distribución Valle de México 1a Fase

Proyecto 281 LT 1716 Red de Transmisión asociada al CC Noreste

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 46.0 millones de dólares y está ubicado en los municipios de El Carmen y Ramos Arizpe, en los estados de Nuevo León y Coahuila. Está integrado por 5 obras, de las cuales 2 son subestaciones eléctricas y 3 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 128 Km-C y 7 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto por que transmitirá la energía eléctrica generada por la central de ciclo combinado Noreste. La fecha de conclusión del proyecto fue en septiembre de 2018.



L.T. El Fraile – Ramos Arizpe Potencia (L1) / 281 LT 1716 Red de Transmisión asociada al CC Noreste

Proyecto 337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (2a Fase)

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 31.0 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Cuauhtémoc, Bachíniva y Namiquipa, en el estado de Chihuahua. Está integrado por 7 obras, de las cuales 4 son subestaciones eléctricas y 3 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 205 Km-C y 6 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto por que garantizará, en el corto plazo, el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo las zonas de Villa Ahumada del estado de Chihuahua. La fecha de conclusión del proyecto fue en octubre de 2018.

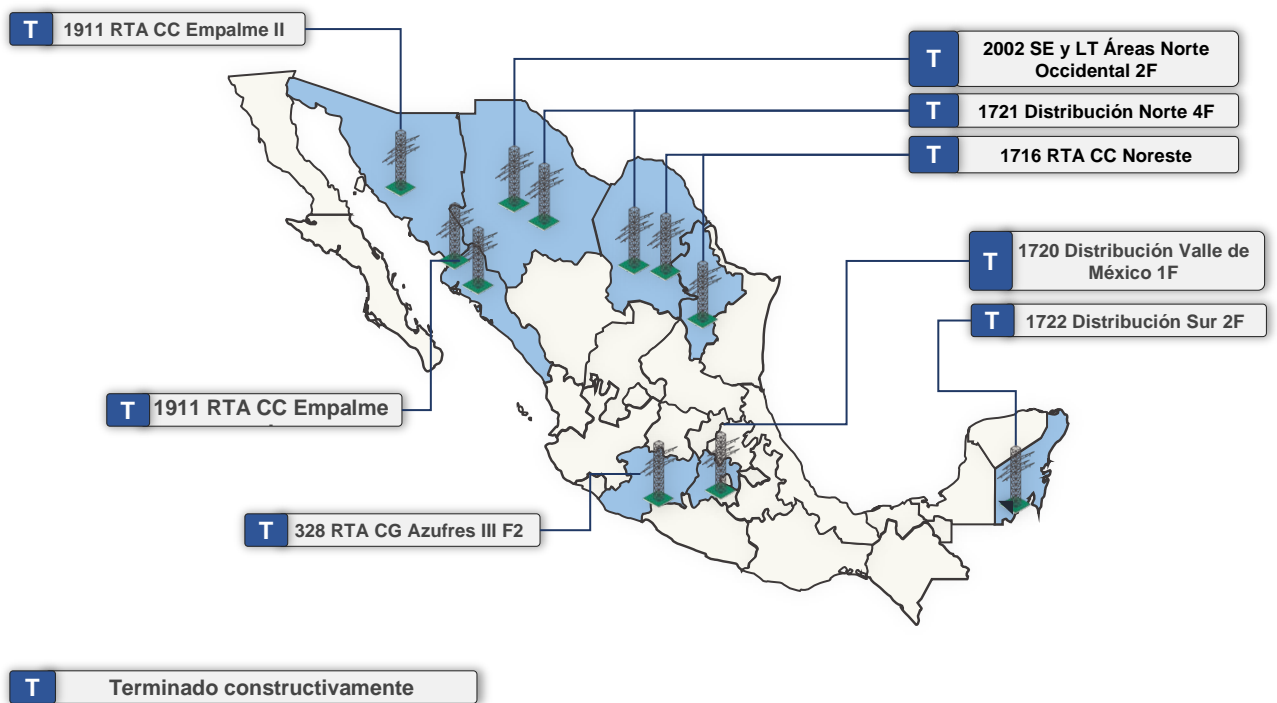


S.E. Cuauhtemoc II Ampliación Banco 3 / 337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (2a Fase)

Adicionalmente, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal (OPP), se concluyó un proyecto de subestaciones y líneas, que representa metas de 52 kilómetros-circuito (Km-C) y 2 Alimentadores. Este proyecto representó una inversión de 3 millones de dólares.

No .	Nombre del Proyecto	Inversión Contrato (MDD)	LT	Km-C	SE	MVA	MVAr	Alimentadores	Inicio de la Construcción	Fecha de Término
1	Repotenciación de la L.T. Texcoco-La Paz	3	1	52	2	0	0	2	04-feb-17	14-oct-18

Proyectos concluidos 2018



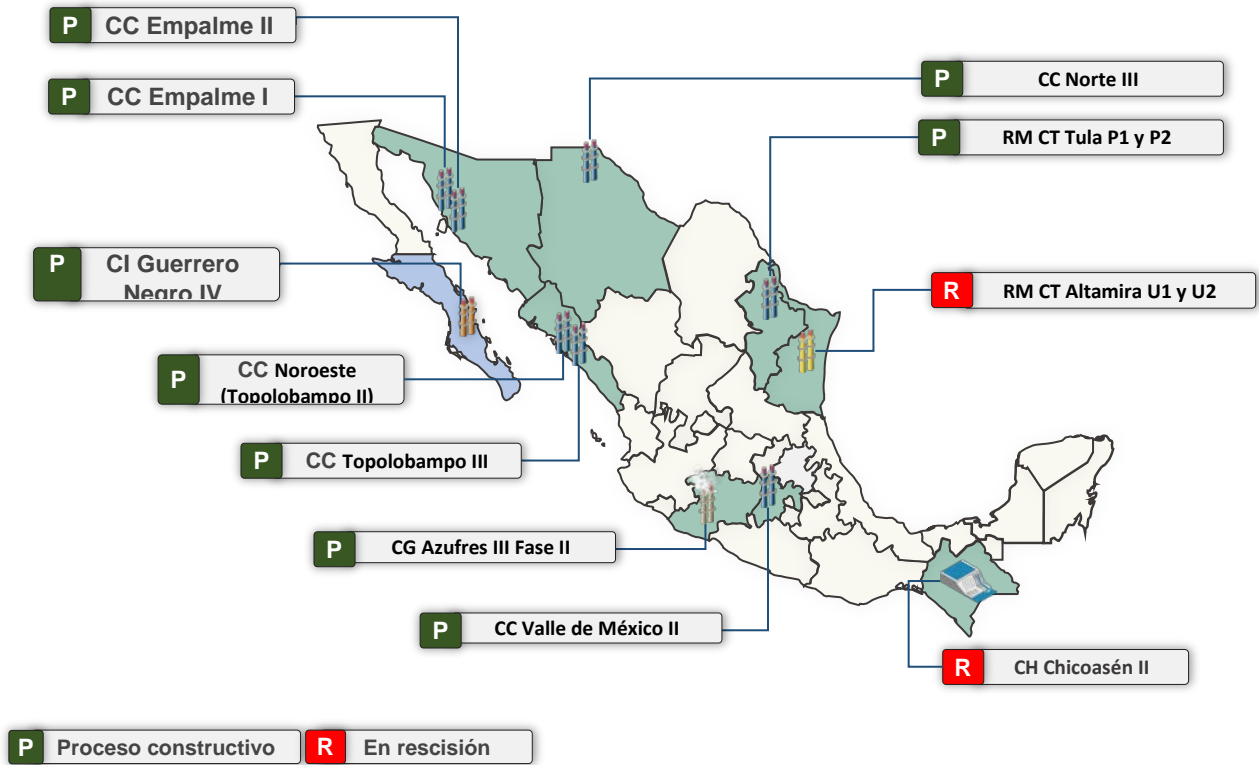
Proyectos de generación en construcción en 2018

Al cierre de diciembre de 2018, se encontraban en proceso de construcción 12 centrales de generación. Estas 12 obras representan una inversión conjunta de 4,105 millones de dólares y una capacidad adicional conjunta de 5,866 MW.

Centrales nuevas y modernizaciones en construcción

Nombre de la central / ubicación	Esquema	Tipo	Capacidad (MW)	Monto (millones de dólares)	Operación Comercial	Avance real 2018 (%)
Noreste El Carmen, Nuevo León	PIE	Ciclo Combinado	857	345	ene-2019	99
Azufres III fase II Zinapécuaro y Ciudad Hidalgo, Michoacán	OPF	Geo termoeléctrica	25	51	may-2019	97
Empalme I Empalme, Sonora	OPF	Ciclo Combinado	770	477	feb-2019	99
Empalme II Empalme, Sonora	OPF	Ciclo Combinado	791	397	ago-2019	99
RM CC Tula Paquetes 1 y 2 Tula de Allende, Hidalgo	OPF	Ciclo Combinado / Rehabilitación y Modernización	-	323	Mod.1: jun-19 Mod.2: 06-dic-18 (concluido)	99
Noroeste (Topolobampo II) Ahome, Sinaloa	PIE	Ciclo combinado	887	334	abr-2019	96
Valle de México II Acolman, Edo. De México	OPF	Ciclo Combinado	615	425	jun-2019	94
Norte III Cd. Juárez, Chihuahua	PIE	Ciclo Combinado	907	562	nov-2019	75
Guerrero Negro IV Mulegé, Baja California Sur	OPF	Combustión Interna	8	21	dic-2019	72
Topolobampo III Ahome, Sinaloa	PIE	Ciclo Combinado	766	375	ene-2020	55
RM Altamira Unidades 1 y 2 Altamira, Tamaulipas	OPF	Carboeléctrica / Rehabilitación y Modernización	-	380	Contrato Rescindido	28
Chicoasén II Chicoasén, Chiapas	OPF	Hidroeléctrica	240	386	Indefinida (35 meses después de su reinicio)	23

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2019. La Inversión considerada fue la del monto adjudicado; los proyectos están ordenados de acuerdo con su fecha de entrada en operación. Números redondeados.



De las 12 centrales que se encuentran en construcción, se mencionan a continuación 5 de las más relevantes:

Central de Ciclo Combinado Valle de México II

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 425 millones de dólares y con una Capacidad Neta de 615 MW. El proyecto consiste en un Módulo de Ciclo Combinado a base de 2 Turbogeneradores de Gas, 2 Generadores de vapor por recuperación de calor asociados a cada turbogenerador de gas, un turbogenerador de vapor, y un sistema de enfriamiento con aerocondensador.

La central se construye en el predio de la actual central generadora CT Valle de México en el municipio de Acolman, Estado de México. Este proyecto es de alta eficiencia y forma parte del programa de obras requerido para la expansión óptima del sistema eléctrico de la CFE; a nivel regional contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área Central del sistema interconectado nacional. Se estima una fecha de terminación para junio de 2019.



Central de Ciclo Combinado Valle de México II

Central de Ciclo Combinado Empalme I

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 477 millones de dólares y con una Capacidad Neta de 770 MW. La Central de Ciclo Combinado consiste en 2 Turbogeneradores de Gas, 2 Generadores de vapor por recuperación de calor asociados a cada turbogenerador de gas, un turbogenerador de vapor, un sistema de enfriamiento principal con condensador de tipo abierto con agua de mar mediante una obra de toma submarina y una obra de descarga submarina al mar.

La Central se construye en el municipio de Empalme, en el Estado de Sonora. Este proyecto es de alta eficiencia, contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, ayudando a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región. Se estima una fecha de terminación para febrero de 2019.



Central de Ciclo Combinado Empalme I

Central de Ciclo Combinado Norte III

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 562 MDD y con una Capacidad Neta de 907 MW. La Central consiste en 4 Turbinas de Gas, 4 generadores de vapor por recuperación de calor, 2 turbinas de vapor y 2 aerocondensadores, y una subestación convencional en aire.

La Central se construye en el sitio el Cereso ubicado en el municipio de Juárez en el Edo. de Chihuahua. Este proyecto es de alta eficiencia, contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, ayudando a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región. Se estima una fecha terminación para el 30 de noviembre del 2019.



Central de Ciclo Combinado Norte III

Central de Ciclo Combinado Noroeste (Topolobampo II)

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 334 MDD y una Capacidad Neta de 887 MW. La Central consiste en 2 Turbinas de Gas, 2 Generadores de Recuperación de Calor, una turbina de vapor, un Aerocondensador, sistemas eléctricos y una subestación convencional.

La Central se construye en el municipio de Ahome, en el Edo. de Sinaloa. Este proyecto es de alta eficiencia, contribuirá a suministrar energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, ayudando a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región. Se estima una fecha terminación para abril del 2019.



Central de Ciclo Combinado Noroeste (Topolobampo II)

Central Geotermoeléctrica Azufres III Fase II

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada OPF, con una inversión de 51 millones de dólares y con una Capacidad Neta de 25MW. La central utilizará vapor geotérmico como fluido motriz y estará integrada por una turbina de vapor, un condensador, una torre de enfriamiento, sistemas principales y sistemas auxiliares.

La Central Geotérmica se encuentra en el Campo Geotérmico de Los Azufres, ubicado entre los municipios de Ciudad Hidalgo y Zinapécuaro, en el estado de Michoacán, perteneciente al área Occidental. Este proyecto ayudará a cumplir la meta de generación de energías limpias del 35% al 2024, para contribuir a lo establecido en la “Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpio”. La fecha estimada de término es para mayo de 2019.



Central Geotermoeléctrica Azufres III Fase II

Cabe mencionar que la CFE ha enfrentado problemáticas relevantes durante la construcción de algunos de estos proyectos de generación, como es el caso de las centrales CH Chicoasén II, CC Centro I, RM CT Altamira Unidades 1 y 2:

Proyecto CH Chicoasén II.- Durante la construcción de este proyecto, se presentaron circunstancias que derivaron en fuertes atrasos en los trabajos constructivos de la obra, dando pie al inicio de una controversia arbitral cuya resolución se espera sea dictada en el primer semestre de 2019. Así mismo, ante los atrasos presentados, la CFE inició el proceso de rescisión administrativa del contrato, sin embargo, por motivo de un amparo promovido por el contratista, un juez de distrito otorgó la suspensión de dicho procedimiento de rescisión. Actualmente está en proceso de atención el arbitraje. La CFE evaluará continuar con la construcción del proyecto hasta su terminación, la cual se estima que podría darse 36 meses después del reinicio de las obras.

En cuanto al proyecto 264 Central de Ciclo Combinado Centro I, aunque su construcción concluyó en 2017, no ha sido posible contar con el suministro definitivo de agua tratada que ésta requiere para entrar en Operación Comercial, debido a que se requiere concluir la construcción de su acueducto. La CFE ha trabajado en socializar el proyecto y así lograr el respaldo de las comunidades involucradas y estar en condiciones para concluir la obra. Actualmente, en coordinación con el

Gobierno federal, la CFE continúa atendiendo temas de índole jurídico y administrativo para dar continuidad al proyecto.

Adicionalmente, se tuvieron problemas en la construcción de la RM CT Altamira unidades 1 y 2 debido a una fuerte problemática financiera que presentó el contratista a cargo de la construcción de este proyecto. A pesar de los esfuerzos de la CFE por buscar soluciones para la continuación del proyecto, la empresa contratista presentó severos retrasos por insuficiencia de recursos, generando incumplimientos que motivaron a la rescisión administrativa del contrato; sin embargo, poco después, el contratista se declaró en concurso mercantil. Ante esto, se ha tratado de llegar a soluciones en las que intervengan las partes del procedimiento concursal, bancos y proveedores.

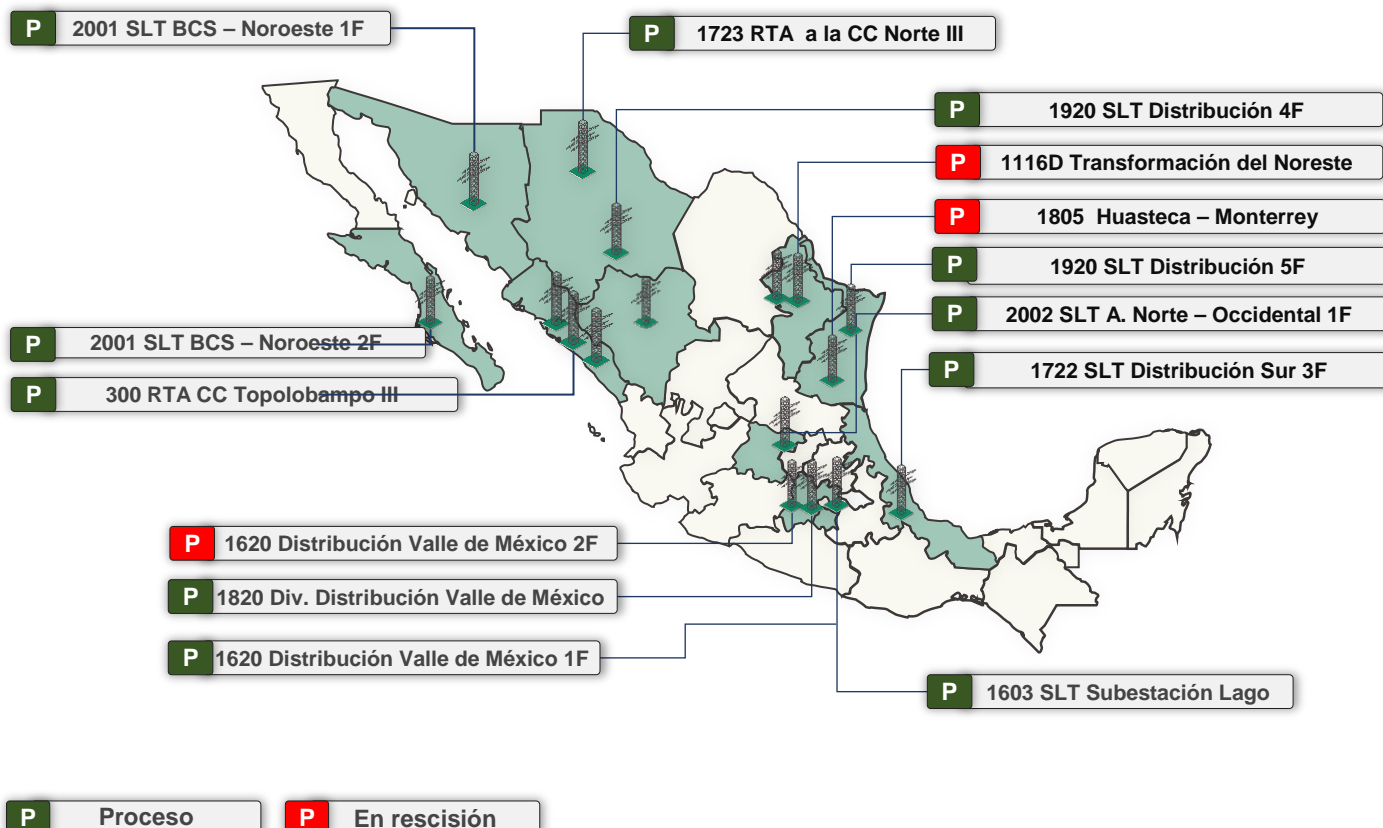
Proyectos de Transmisión en construcción

A diciembre de 2018, se encontraban en construcción 14 proyectos de subestaciones y líneas, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). Dichas obras representan metas por 1,500 km-C, 5,065 MVA, 630 MVAr y 345 alimentadores. Estos proyectos representan una inversión conjunta por 662 millones de dólares.

No	Nombre del Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	MV Ar	Alim	LT	Km-C	Inversión contractual (MDD)	Término estimado	Real
1	309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México (1a fase)	Estado de México y CDMX	5	360	54	54	3	5	48	2-feb-19	99
2	283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada a la Central Norte III	Chihuahua	2	0	0	10	4	21	17	20-feb-19	91
3	321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (4a Fase)	Chihuahua y Durango	3	50	3	11	2	42	12	26-feb-19	95
4	336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (2a Fase)	Baja California Sur	2	300	0	4	1	51	16	01-mar-19	80
5	300 LT Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III (1812)	Sinaloa, Sonora	2	0	75	5	2	276	24	13-mar-19	46
6	336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)	Sonora	8	950	0	13	5	225	44	30-mar-19	99
7	337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (1a Fase)	Chihuahua Guanajuato	3	975	100	4	2	209	36	30-mar-19	88
8	321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5a Fase)	Tamaulipas	1	30	2	8	1	1	5	15-abr-19	85

No	Nombre del Proyecto	Entidad Federativa	SE	MVA	MV Ar	Alim	LT	Km-C	Inversión contractual (MDD)	Término estimado	Real
9	274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª fase)	CDMX y Estado de México	10	780	124	123	7	16	95	31-may-19	98
10	266 SLT 1603 Subestación Lago	Estado de México	2	660	0	6	2	80	91	12-jun-19	76
11	288 SLT 1722 Distribución Sur (3a Fase)	Veracruz	1	40	2	10	1	4	6	31-ago-19	77
12	188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a fase)	Nuevo León	2	500	0	11	4	98	50	Contrato Rescindido	70
13	304 LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca - Monterrey	Nuevo León y Tamaulipas	2	0	195	3	3	442	127	Contrato Rescindido	44
14	274 SE 1620 Distribución Valle de México (2a fase)	CDMX e Hidalgo	10	420	74	83	4	26	90	Contrato Rescindido	58
Total de proyectos: 14			53	5065	630	345	41	1497	662		

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2019. La Inversión considerada fue la del monto adjudicado; los proyectos están ordenados de acuerdo con su fecha de término. Números redondeados.



De estos proyectos en construcción, a continuación, se enuncian los 5 más relevantes:

Proyecto 309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 48 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Tepotzotlán, Toluca y Cuautitlán Izcalli, en el Estado de México; y en las delegaciones Cuauhtémoc, Miguel Hidalgo, Benito Juárez y Álvaro Obregón en la Ciudad de México. Está integrado por 8 obras, de las cuales 5 son subestaciones eléctricas y 3 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 360 MVA's, 54 MVA'r, 5 Km-C y 54 alimentadores. Se trata de una importante obra de modernización eléctrica enclavada en una zona de creciente asentamiento poblacional del Estado de México y la Ciudad de México, misma que con la instalación de tecnología de última generación garantiza el abasto de energía eléctrica de la zona cumpliendo con los estándares de seguridad para instalaciones eléctricas en zonas urbanas. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para febrero de 2019.



S.E. Lago de Guadalupe Bcos. 1 y 2 + MVAr / 309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México

Proyecto 336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas de Transmisión Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 45 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Cajeme, Nogales, Santa Ana, Guaymas, Hermosillo y Empalme, en el estado de Sonora. Está integrado por 13 obras, de las cuales 8 son subestaciones eléctricas y 5 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 950 MVA's, 225 Km-C y 13 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto en el enlace de la red de 400 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico del estado de Sonora, garantizarán en el corto plazo el suministro de energía eléctrica con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo las zonas Nogales, Ciudad Obregón y Guaymas, de las áreas de Control Noroeste, así como la zona Agrícola de Hermosillo. Adicionalmente permitirá reducir la sobrecarga en los bancos de transformación de la zona. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para marzo de 2019.



SE Nogales Aeropuerto / SLT 2001 SE y LT Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)

Proyecto 266 SLT 1603 Subestación Lago

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 91 millones de dólares y está ubicado en los municipios de Ecatepec de Morelos y Teotihuacán, en el Estado de México. Está integrado por 4 obras, de las cuales 2 son subestaciones eléctricas y 2 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 660 MVA's, 80 Km-C y 6 alimentadores. Se remarca la importancia de este proyecto en el enlace de la red de 400 y 230kV para la confiabilidad del sistema eléctrico del Centro del País, se trata de una importante obra de modernización eléctrica enclavada en una zona de creciente asentamiento poblacional del Estado de México, que garantizará el abasto de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, de la zona Metropolitana del Valle de México (ZMVM) del Área de Control Central. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para junio de 2019.



S.E. Lago / 266 SLT 1603 Subestación Lago

283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada a la Central Norte III

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 17 millones de dólares y está ubicado en el Estado de Chihuahua. Está integrado por 6 obras, de las cuales 2 son subestaciones eléctricas y 4 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 21 Km-C y 10 alimentadores. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para febrero de 2019.

El propósito fundamental de las obras de transmisión contenidas en el proyecto “283 LT Red de Transmisión Asociada a la Central Norte III”, es incorporar al Sistema Eléctrico Nacional la energía producida por la CC Norte III, por lo que se dispondrá de una capacidad adicional.

Así mismo, este proyecto garantizará en el corto plazo el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, beneficiando principalmente a la zona norte del estado de Chihuahua.



SE Terranova Ampliación / 283 LT Red de Transmisión Asociada al CC Norte III" Sitio Cereso

300 LT Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III (1812)

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 24 millones de dólares y está ubicado en los Estados de Sinaloa y Sonora. Está integrado por 4 obras, de las cuales 2 son subestaciones eléctricas y 2 son líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 75 MVar's, 276 Km-C y 5 alimentadores. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para marzo de 2019.

El propósito fundamental de las obras contenidas en el proyecto 300 LT Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III, se ha enfocado a incorporar al Sistema Eléctrico Nacional la energía producida por el CC Topolobampo III, en el área Noroeste del país, garantizando así en el corto plazo el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas. Lo anterior, beneficiará a los estados de Sonora y Sinaloa, en las zonas eléctricas de Hermosillo, Guaymas y Cd. Obregón, del Área de Control

Noroeste, de acuerdo con los estudios de crecimiento de la demanda. Adicionalmente este proyecto permitirá reducir los costos operativos del sistema eléctrico de la CFE.

Asimismo se remarca la importancia de este proyecto como nodo de enlace de la red de 400 y 230 kV para la confiabilidad del sistema eléctrico del estado de Sonora.



La CFE enfrentó problemáticas durante la construcción de algunos proyectos de líneas de Transmisión y Transformación, como es el caso de los siguientes 3 proyectos: 188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a fase), 304 LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca – Monterrey y el 274 SE 1620 Distribución Valle de México (2a fase). Durante 2018 la CFE llevó a cabo la rescisión administrativa del contrato de los 3 proyectos de Transmisión y Distribución, debido a incumplimientos contractuales por parte de la empresa Contratista, quien a lo largo del desarrollo de estos proyectos enfrentó una severa falta de recursos que derivó en el cese y abandono de los trabajos constructivos; sin embargo, poco después, el contratista se declaró en concurso mercantil. Ante esto, actualmente se intenta llegar a soluciones en las que intervengan las partes del procedimiento concursal, bancos y proveedores.

Proyectos de Transmisión en licitación y por licitar

La CFE impulsa el desarrollo de 19 proyectos de Transmisión y Distribución bajo el esquema PIDIREGAS en la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF), los cuales representan 207 kilómetros-circuito de líneas de transmisión y distribución, 44 obras de líneas y subestaciones, así como una inversión total de 164 millones de dólares.

Al cierre de 2018, se encuentran en concurso 9 proyectos PIDIREGAS de transmisión y distribución, los cuales representan una inversión conjunta de 78 millones de dólares y metas físicas por 290 MVA y 64 km-C.

No	Proyecto	Cantidad de Obras		MVA	km-C	Fallo	Firma del Contrato	Término de Obras	Inversión estimada MDD
		SE	LT						
1	1821 Divisiones de Distribución (11F)	0	1	-	32	12-feb-19	26-feb-19	27-abr-20	14
2	2120 Subestaciones y Líneas de Distribución (3F)	2	2	120	8	21-feb-19	7-mar-19	27-ago-20	31
3	2020 Subestaciones, Líneas y Redes de Distribución (10F)	1	0	30	0	28-feb-19	14-mar-19	14-mar-20	2
4	2101 Compensación Capacitiva Baja - Occidental	6	0	0	0	6-mar-19	21-mar-19	12-jun-20	5
5	1621 Distribución Norte-Sur (7F)	1	1	30	6	13-mar-19	28-mar-19	28-mar-20	5
6	2120 Subestaciones y Líneas de Distribución (5F)	1	0	30	0	20-mar-19	4-abr-19	4-abr-20	1
7	2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (4F)	1	1	30	0	29-mar-19	12-abr-19	15-jun-20	5
8	1821 Divisiones de Distribución (10F)	1	1	30	6	3-abr-19	26-abr-19	26-abr-20	10
9	1621 Distribución Norte-Sur (5F)	2	1	20	12	10-abr-19	2-may-19	2-may-20	5

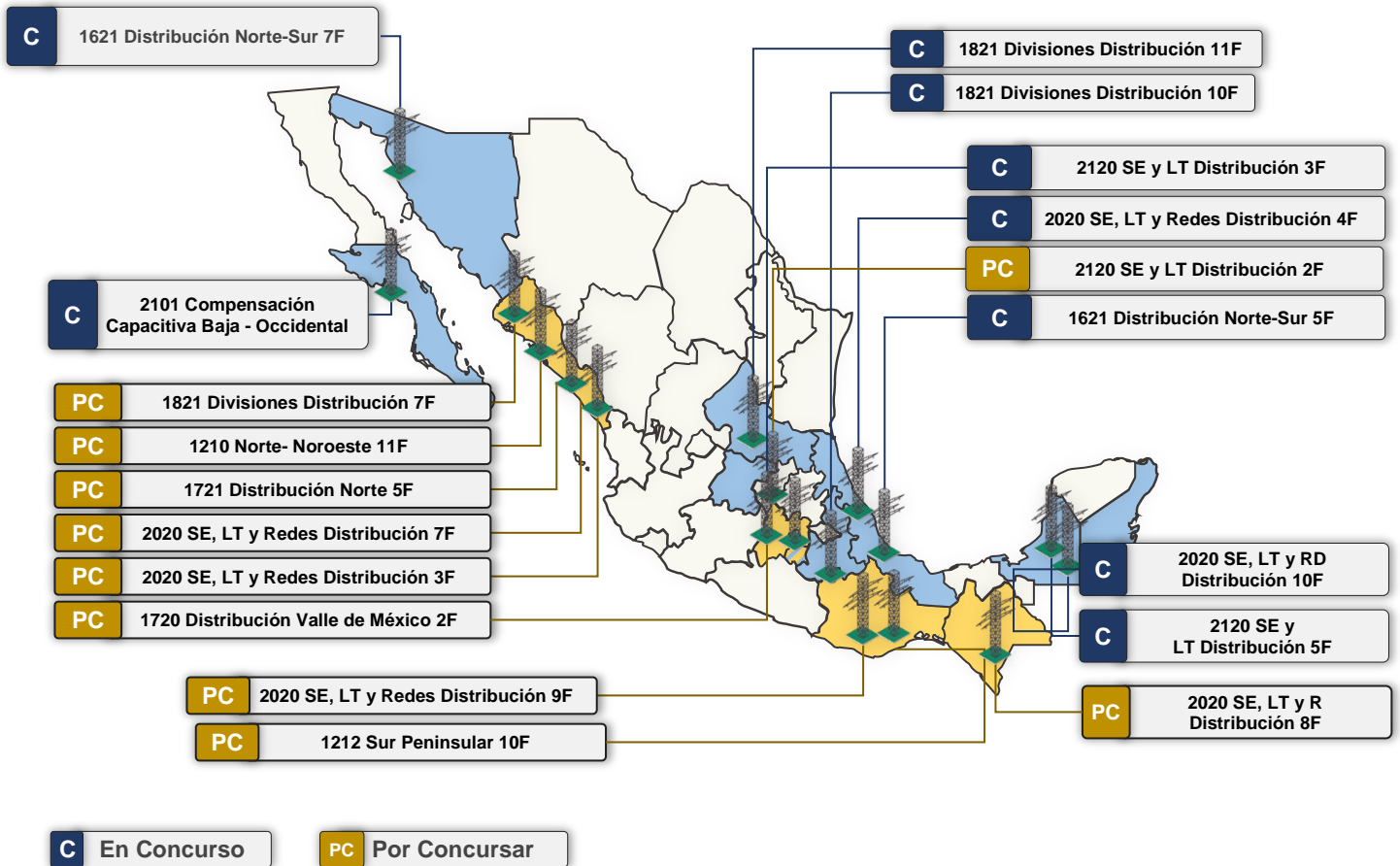
Nota: Al cierre del 2018 aún se tenía en proceso la licitación del proyecto LTCD Ixtepec Potencia- Yautepec Potencia, sin embargo, dicho proceso se canceló a inicios de 2019.

Así mismo, se tienen por concursar, 10 proyectos PIDIREGAS de Transmisión y Distribución, que representan una inversión conjunta de 86 millones de dólares y metas físicas por 359 MVA y 143 km-C.

No	Proyecto	Ubicación	Cantidad de Obras		MVA	km-C	Publicación de pliegos de requisitos	Fallo	Firma del Contrato	Término de Obras	Inversión estimada MDD
			SE	LT							
1	1721 Distribución Norte (5F)	Sinaloa	1	1	30.0	4.8	12-feb-19	22-may-19	12-jun-19	12-jun-20	5
2	1210 Norte-Noroeste (11F)	Sinaloa	2	1	30	44.5	26-feb-19	09-may-19	30-may-19	30-may-20	11

No	Proyecto	Ubicación	Cantidad de Obras		MVA	km-C	Publicación de pliego de requisitos	Fallo	Firma del Contrato	Término de Obras	Inversión estimada MDD
			SE	LT							
3	2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (7F)	Sinaloa	1	1	20	0.4	04-mar-19	28-jun-19	19-jul-19	19-jul-20	4
4	1720 Distribución Valle de México (2F)	Edo. de México	1	1	120.0	17.4	23-abr-19	25-jul-19	15-ago-19	04-feb-21	19
5	2120 Subestaciones y Líneas de Distribución (2F)	CDMX	1	1	120	7.80	3-sep-19	28-nov-19	19-dic-19	08-sep-21	19
6	2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (8F)	Chiapas	1	1	9	6.00	24-sep-19	22-nov-19	13-dic-19	13-mar-21	3
7	1212 Sur - Peninsular (10F)	Oaxaca	1	1	9.4	1.0	30-oct-19	24-ene-20	14-feb-20	14-feb-21	4
8	2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (9F)	Oaxaca	0	2	0	46.0	12-nov-19	5-mar-20	26-mar-20	16-sep-21	10
9	1821 Divisiones de Distribución (7F)	Sinaloa	1	1	20	0.2	3-dic-19	19-mar-20	09-abr-20	30-sep-21	3
10	2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (3F)	Sinaloa	2	1	0.0	15.3	17-dic-19	09-abr-20	30-abr-20	21-oct-21	8

Proyectos en concurso y por concursar



Actividades y gestiones en proyectos de transporte de gas

Proyectos de Transporte de gas natural concluidos en 2018

La CFE concluyó la construcción de 1 proyecto de gas natural: Ramal Topolobampo.

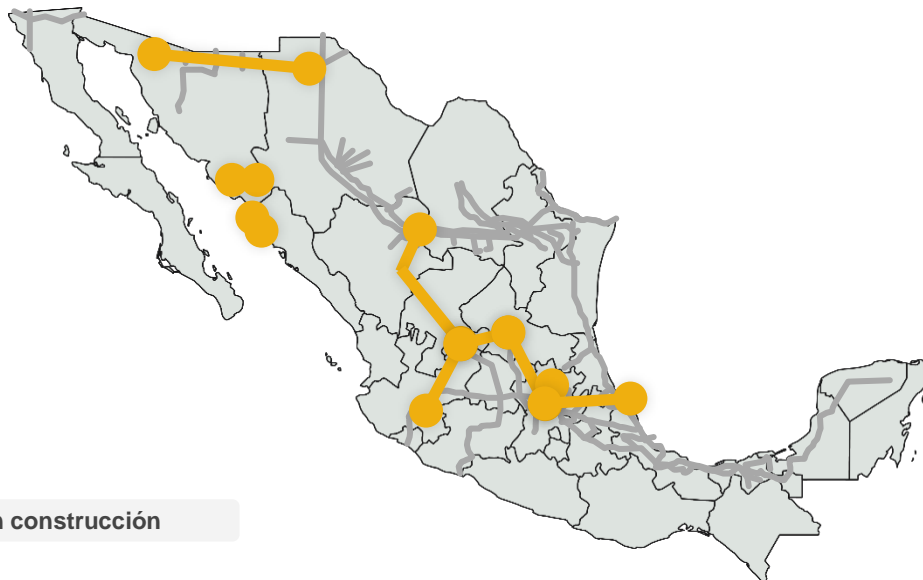
Este proyecto se construyó bajo la modalidad de prestador de servicios con una inversión de 28 millones de dólares, una capacidad de 280 MMPCD y una longitud de 20 km. El Proyecto consiste en la construcción de un ducto de corta longitud que transportará gas natural proveniente del gasoducto El Encino–Topolobampo, a las centrales de ciclo combinado Noroeste (Topolobampo II) y Topolobampo III, en el estado de Sinaloa.

El proyecto inició el 30 de octubre del 2017 y su terminación fue en noviembre de 2018.



Ramal Topolobampo

Por otro lado, la DCIPI lleva a cabo, para la Empresa Filial CFenergía, la supervisión de la construcción de 8 gasoductos, los cuales suman una longitud total de 2,200 km; permitirán el transporte de hasta 5,200 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) y representan una inversión total de 2,500 MDD.



Gasoductos en construcción

No	Proyecto	Longitud (km)	Capacidad (MMPCD)	Inversión (MDD)	Inicio de la Construcción	Entrada en operación estimada	Avance
1	Tuxpan -Tula	263	886	458*	26-nov-15	Indefinido	86
2	Ramal Hermosillo	47	100	25*	23-jul-16	mar-18	99
3	Ramal Topolobampo	20	280	28	30-oct-17	02-nov-18	100
4	Ramal Tula	15	505	66	13-oct-14	Recisión de Contrato Indefinido	89
5	La Laguna - Aguascalientes	452	1189	461*	17-mar-16	09-may-19	93
6	Samalayuca - Sásabe	622	472	556*	23-sep-15	21-ago-19	78
7	Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	374	886	286*	30-mar-16	10-may-18	80
8	Tula -Villa de Reyes	438	886	540	11-abr-16	nov-19	80

* Montos de inversión de acuerdo a CAPEX

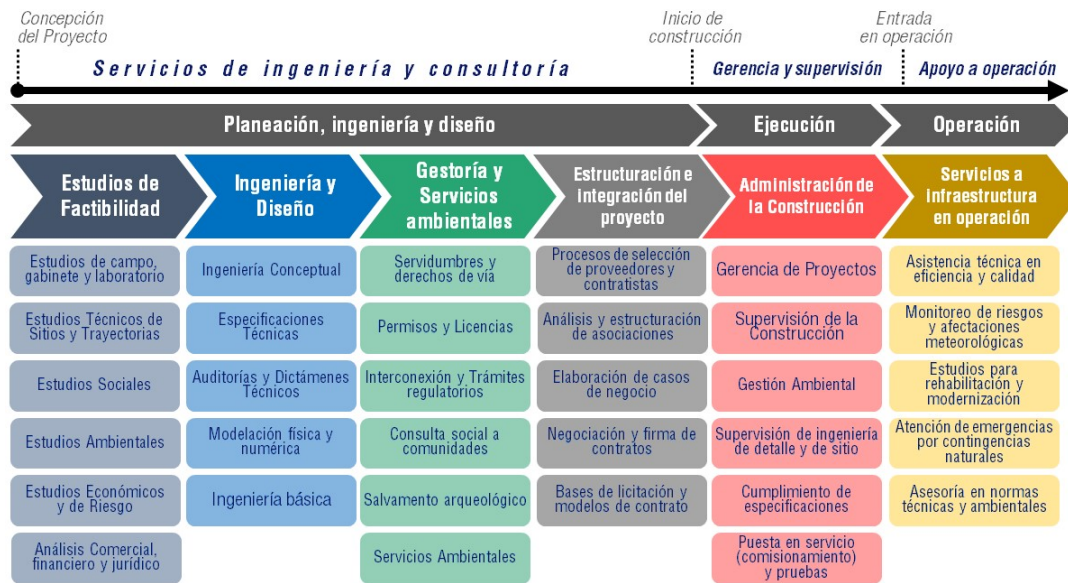
Servicios de ingeniería brindados

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) funciona como unidad de negocios dentro del Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que presta servicios de ingeniería, consultoría y promueve proyectos de inversión en infraestructura para las empresas de CFE y clientes públicos, privados, nacionales o internacionales.

Desde 1998, la DCIPI fungió como consultor designado para desarrollar la ingeniería (figura conocida como *ingeniero del propietario*) de todos los proyectos de la CFE, incluyendo estudios de factibilidad, estudios sociales, ambientales y adquisición de derechos de vía; actividades previas, estructuración, licitación de los proyectos; así como la supervisión y puesta en servicio de los mismos. Adicionalmente, ha prestado servicios a terceros mediante contratos para el desarrollo e ingeniería de otros proyectos de infraestructura en nuestro país y en Latinoamérica.

Servicios de Ingeniería en el periodo 2017 - 2018

En 2017, cuando la CFE se dividió en 9 empresas subsidiarias y 4 filiales, la DCIPI permaneció como parte del corporativo con funciones de unidad de negocios para la prestación de servicios de ingeniería y consultoría, con un plan de negocios que tiene como meta agregar valor a la CFE aportando ingresos a través de servicios. Bajo esta nueva visión, a partir de 2016 la DCIPI consolidó su potencial y experiencia acumulada y consolidó un catálogo de servicios especializados que incluyen las siguientes actividades:



Durante el año 2018, se contó con un universo de 596 contratos en servicios de ingeniería y consultoría. Al cierre del 2018 se registraron 288 servicios en ejecución.

Algunos de los servicios más relevantes, brindados por la DCIPI durante 2018, se describen a continuación:

Tren Interurbano Toluca - Valle de México

Desde 2016, la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), comunicó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que estaba desarrollando el proyecto del Tren Interurbano Toluca - Valle de México, el cual tiene un recorrido de 58 km dividido en tres tramos y solicitó servicios de asistencia técnica, consultoría, estudios, logística y servicios de ingeniería de la DCIPI.

Excavación de galerías en túnel



Viaducto elevado tramo III



Portal poniente tramo II



Principales actividades desarrolladas

Se brindó la asistencia técnica especializada para el Tramo II referente al Túnel de 4.6 km en las especialidades de Geología, Geotecnia, Concretos, Instrumentación y Geohidrología. Además, se actualizó el modelo geológico-geotécnico sobre el trazo de los túneles y se implementó el Sistema de Auscultación de la obra subterránea (tramo II).

Se proporcionó consultoría y estudios complementarios en ciencias de la tierra e ingeniería civil durante la construcción de las cimentaciones de los tramos I y III consistente en la revisión del cumplimiento de especificaciones, verificar actividades de suministro y colocación de concretos en la obra, apoyar a la toma de decisiones en la construcción de las cimentaciones de los apoyos de los viaductos, verificar los procedimientos de tratamientos de taludes; instrumentar y verificar el comportamiento de las estructuras más importantes durante la construcción de la obra, desarrollo de ingeniería de sitio para proyectos de obras inducidas (obra social, caminos de acceso, obras de drenaje, etc.); estudios geológico-geotécnicos para el diseño o verificación de proyecto de cimentaciones, estudios de compatibilidad electromagnética del tren con las líneas eléctricas de CFE y otras, así como sistemas de tierras; y se apoyó a la SCT en la gestión de problemática social para liberación de frentes de trabajo.

Línea 3 del Tren Ligero, en la Zona Metropolitana de Guadalajara, Jalisco.

La SCT desarrolla del proyecto de la “Línea 3 del Tren Ligero” en la Zona Metropolitana de Guadalajara, Jalisco, por lo que solicitó servicios de asistencia técnica, consultoría y estudios de la DCIPI.

Excavación en zona de estación



Trazo de túnel en zona de edificios históricos



Principales actividades desarrolladas

Se brindaron servicios de asistencia técnica especializada en las disciplinas de Geología, Geotecnia (Mecánica de Rocas), Concretos, Instrumentación, Evaluación de Estructuras, Geohidrología y Geofísica, en la construcción del tramo subterráneo, consistentes en dar seguimiento a las actividades y/o procesos constructivos de las excavaciones subterráneas, tratamientos, comportamiento durante la construcción del túnel, así como al proyecto de instrumentación y auscultación de edificios de alto valor histórico que circundan a esta obra, además del comportamiento de agua subterránea del sitio.

LT CC Noreste-El Fraile/ LT CC El Carmen-El Fraile/ SE El Fraile

El alcance del contrato incluye actividades previas, elaboración de ingeniería básica, elaboración de ingeniería de detalle, elaboración del paquete de licitación, supervisión de la construcción, construcción de obra civil, obra electromecánica, suministros, gerenciación y puesta en servicio para la línea de transmisión CC Noreste- El Fraile, línea de transmisión CC El Carmen - El Fraile, subestación El Fraile (CC Noreste), subestación El Fraile (CC El Carmen) y la subestación El Fraile; con un importe contratado de 626.1 millones de pesos.

Es un proyecto de Ciclo Combinado, con una capacidad de generación de 1,000 MW ubicado en el estado de Nuevo León.

Parque Solar Don José

El alcance del contrato incluye actividades previas, elaboración de ingeniería básica, elaboración de ingeniería de detalle, elaboración del paquete de licitación, supervisión a la construcción, gerenciación y puesta en servicio de la subestación San Luis De La Paz II, línea de transmisión San José Iturbide - Los Nogales - La Fragua y línea de transmisión Generadora Don José - San Luis de La Paz; con un importe contratado de 167.2 millones de pesos.

Es un proyecto Fotovoltaico, con una capacidad de generación de 250 MW ubicado en el estado de Guanajuato.

Ciclo Combinado Iberdrola Cogeneración Altamira.

El alcance del contrato incluye actividades previas, elaboración de la ingeniería básica, elaboración de la ingeniería de detalle, elaboración de bases de licitación, concurso, adjudicación y firma contrato, supervisión a la construcción y puesta en servicio de la Subestación Maniobras Iberdrola Cogeneración Altamira, línea de transmisión Maniobras - Central Generadora Altamira, línea de transmisión Maniobras Entq. Altamira – Tampico y subestación Central Generadora; con un importe contratado de 133.3 millones de pesos.

Es un proyecto de Ciclo Combinado, con una capacidad de generación de 60 MW ubicado en el estado de Tamaulipas.

Modificación de un tramo de la Línea de Transmisión Escobedo – Américas / Línea de Transmisión Lampazos - Escobedo compactación de circuitos.

El alcance del contrato incluye actividades previas, elaboración de ingeniería básica, elaboración de ingeniería de detalle, elaboración del paquete de licitación, supervisión de la construcción, construcción de obra civil, obra electromecánica, suministros, gerenciación y puesta en servicio para

la modificación de un tramo de la línea de transmisión Escobedo – Américas y línea de transmisión Lampazos - Escobedo compactación de circuitos; con un importe contratado de 110.9 millones de pesos.

Es un proyecto que consistió en la modificación de un tramo de línea de transmisión, ubicado en el estado de Nuevo León.

Actividades y servicios internacionales

Durante 2018 la División de Ingeniería Internacional (DII) participó en actividades de promoción, coordinación de proyectos y cierre de contratos; estos, forman parte de las 66 contrataciones que la DCIPI ha ejecutado en el extranjero a partir de 2007, coordinados a través de su División de Ingeniería Internacional, responsable de la promoción en América Latina y el Caribe. Destacan los servicios especializados para el diseño y construcción de proyectos hidroeléctricos.

Coordinación de Asistencia Técnica en El Salvador

En abril de 2016 la CFE y la Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa suscribieron un Acuerdo para la Asistencia Técnica en Planificación y Coordinación de Contratos para la Construcción del PH El Chaparral (56 MW) bajo el marco del Convenio Normativo para el Intercambio de Cooperación Técnica entre CFE y CEL vigente desde julio de 2004. La asistencia se brinda a través de un Especialista en Proyectos Hidroeléctricos a tiempo completo en San Salvador, El Salvador y visitas puntuales de diferentes especialistas en construcción, diseño, geotécnica y electromecánica. La participación de CFE era de 27 meses, ampliándose por 10 meses más que culminarán el 20 de mayo de 2019. La DII, en conjunto con la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos (CPH), ha llevado el control y seguimiento del proyecto y relación con el cliente para detectar nuevas necesidades o posibilidades de negocio.

Unidades de Negocio

LAPEM

El Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) es una Unidad de Negocio de la CFE, cuya misión consiste en aportar valor al negocio de los clientes del sector energético, en términos de competitividad, confiabilidad, disponibilidad, sustentabilidad y gestión de riesgos en procesos e infraestructura estratégica, ofreciendo en forma proactiva soluciones técnicas y tecnológicas, apoyadas en la innovación y competencias especializadas.

La oferta de valor de LAPEM consiste primordialmente en:

- Soluciones Tecnológicas integrales y Atención Personalizada
- Confiabilidad, Respaldo y Garantía
- Flexibilidad y Oportunidad
- Prestigio y Experiencia
- Expansión de negocio global



PRINCIPALES RESULTADOS 2018

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS LAPEM	INDICADOR ESTRATÉGICO / TÁCTICOS	UNIDAD	RESULTADO	META LAPEM ANUAL
			DIC	
Objetivo estratégico I. Asegurar la sustentabilidad financiera del LAPEM.	CP. Ingresos Totales	\$ (miles de pesos)	\$746,878	\$700,000
	CP. Ingresos por clientes externos	\$ (miles de pesos)	\$200,426	\$224,000
	CP. Programa de ahorros	\$ (miles de pesos)	\$2,370	\$2,000
	IECFE. Ingresos por clientes externos	%	26.84%	27%

CP: Contrato Programa

IECFE: Indicador Estratégico para CFE

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS LAPEM	INDICADOR OPERATIVO	UNIDAD	RESULTADO DIC	META LAPEM ANUAL
Objetivo Estratégico II. Capitalizar la marca LAPEM a nivel nacional e internacional, se tendrán resultados a diciembre del presente.	PE. Desarrollar e Implementar Caso de Negocio exitoso para capitalizar la marca LAPEM.	No.	0	3 servicios Modelo de Caso de Negocio

PE: Proyecto Estratégico

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS LAPEM	INDICADOR OPERATIVO	UNIDAD	RESULTADO DIC	META LAPEM ANUAL
Objetivo Estratégico III. Generar valor y ser factor de éxito para nuestros clientes.	CP, IECFE. Nivel de recomendación (NPS)	No.	92.07	90
	CP. Cumplimiento de servicios en tiempo áreas de apoyo	%	94.58%	90%
	IECFE. Servicios a clientes externos	%	50.67%	25%

CP: Contrato Programa

IECFE: Indicador Estratégico para CFE

NPS. Net Promoter Score. Nivel de recomendación de los clientes (mide la lealtad de los mismos).

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS LAPEM	INDICADOR OPERATIVO	UNIDAD	RESULTADO DIC	META LAPEM ANUAL
Objetivo Estratégico IV. Consolidar al LAPEM como líder en soluciones tecnológicas del sector	CP. Servicios de Alta rentabilidad y valor agregado	No.	861	764
	IT. Evaluación del desempeño del Sistema de Gestión	%	94.48%	90%
	IECFE. Ingresos por servicio	\$	\$80,770	\$137,508

CP: Contrato Programa

IT: Indicador táctico

IECFE: Indicador Estratégico para CFE

OBJETIVOS ESTRATÉGICOS LAPEM	INDICADOR OPERATIVO	UNIDAD	RESULTADO DIC	META LAPEM ANUAL
Objetivo Estratégico V. Consolidarnos como un equipo constituido por expertos reconocidos por sus competencias clave.	CP. Días anuales de capacitación (DAC)	Días/trabajador	9.27	6.50
	IECFE. Ingresos por trabajador	\$ (miles de pesos)	\$1,867	\$2,344
	IECFE. Personal que realiza funciones en procesos de soporte	%	23.75%	25%
	CP. Proyecto para la formación de expertos técnicos, alineado al modelo de negocio.	%	100.00%	100%

CP: Contrato Programa
IECFE: Indicador Estratégico para CFE

Resumen de resultados de los Objetivos estratégicos 2018

- Resaltando los principales indicadores estratégicos que se lograron cumplir en el 2018:
 - Con respecto a los ingresos totales, se obtuvo un 6.70% más que la meta anual, logrando cumplir la meta de los ingresos que provienen por servicios a clientes externos del total de los ingresos en 27%.
 - Asimismo, con respecto a la lealtad de nuestros clientes, se obtuvo un 92.07% que representa dos puntos porcentuales más que la meta anual establecida.
 - Los días anuales de capacitación (DAC) comprometidos fueron de 6.5, la capacitación en diciembre de 43 nuevos colaboradores permitió alcanzar 9.27 DAC.
- Respecto a los indicadores a los cuales no se alcanzó la meta comprometida, tenemos que:
 - En cuanto a ingresos por servicios a clientes externos, se lograron \$200 MDP, debajo un 10.5% de la meta establecida.
 - Se continúa trabajando para definir los casos de negocio para capitalizar la marca LAPEM, a la fecha no se ha finalizado ninguno teniendo como meta tres propuestas.

Actividades relevantes en 2018

- Reunión con los delegados para la Normalización Técnica de CFE con el objetivo de revisar el nuevo documento rector, así como marcar las políticas de aportación a las Especificaciones Técnicas del CENACE, para el Sistema Eléctrico Nacional.
- Participación con en el evento WIND POWER organizado por el SENER, ahí se vislumbraron oportunidades de negocio derivados de los servicios a centrales generación, eólicas y parques solares, ofreciendo las soluciones integrales de calidad de Energía y la interconexión con el SEN.
- Acuerdo comercial para auditoría técnica a empresa privada ARTECHE.
- Participación en la “First High Level Meeting of the German - Mexican Dialogue on Quality Infrastructure”, evento organizado por la Secretaría de Economía - Dirección General de Normas y el Ministerio Federal de Negocios Económicos y Energía de Alemania.

- En julio la entidad mexicana de acreditación (ema) autoriza al LAPEM el uso en conjunto de los símbolos “IAF – ema”, el cual representa el reconocimiento internacional con los países adheridos al IAF (Foro Internacional de Acreditación).
- Se participó en el Simposium internacional de la Energía CANAME 2018 y en la Reunión de Especialistas para la normalización de CFE RENO 2018 como Congresistas y ponentes.
- Firma del convenio de colaboración Centro Nacional de Metrología (CENAM)-LAPEM.
- El LAPEM recibió el certificado de la ema como Organismo de certificación para verificar la Emisión de Gases Efecto Invernadero de acuerdo con los criterios establecidos en la norma ISO 14065:2013.
- Se realizaron las reevaluaciones y ampliaciones de normas de personal de la Unidades de verificación, asimismo, vigilancia al Organismo de Certificación de Productos y Procesos, al Organismo de certificación para la Verificación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Así mismo se está iniciando el proceso de verificación de normas NOM para el caso de gasoductos.
- Se firmó el acuerdo para prestación de servicios y colaboración con Alstom, S.A. de C.V. y el LAPEM, en este mismo tenor se firmó un convenio para prestación de servicios entre la Gerencia de Ingeniería Especializada (GIE) y el LAPEM.
- Se recibió la acreditación No. EE-111-007/09 de la rama Eléctrica con fecha de actualización 2018/10/16, cuyo alcance entre otros corresponde a Inversores y Módulos Fotovoltaicos.

Servicios y Proyectos relevantes

Área ejecutora: Subgerencia de Servicios a Transmisión y Distribución

- Modernización de la subestación de 115 kV del LAPEM.
- Acreditación No. EE-111-007/09 por parte de la entidad mexicana de acreditación (ema) para pruebas de módulos fotovoltaicos e inversores.
- Gestión de reclamo del seguro ante la compañía AXA seguros S.A. de C.V., con relación al Sinistro del Laboratorio de Alta Potencia, por un monto total de \$ 2.48 MDD
- Se proporcionó el primer nuevo servicio de evaluación de vida residual a un transformador de potencia de la División de Distribución Centro Occidente. Se tiene garantizada una demanda de este tipo de servicios de más de 50 equipos por año, con ingresos de \$0.5 millones de pesos (MDP) por servicio.

Área ejecutora: Subgerencia de Servicios a Generación

- El LAPEM cuenta con reconocimiento ante el CENACE, lo que le permitió realizar pruebas a Centrales Eléctricas para verificar aspectos técnicos tales como el cumplimiento al Código de Red y al Manual de Interconexión. En el 2018 se realizaron 77 de estos servicios.
- Se brindó apoyo a las Centrales de Generación de CFE para la obtención de las Fichas Técnicas y actualización de parámetros para su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

- La Comisión Reguladora de Energía (CRE) emite la Resolución No. RES/2617/2018, por la que se acredita al LAPEM de la CFE como Unidad Acreditada para Certificar a las “Centrales eléctricas como centrales eléctricas limpias”, así como la “Medición de variables requeridas para determinar el porcentaje de energía libre de combustible”
- El LAPEM opera como laboratorio de pruebas para verificar la calidad de los petrolíferos de acuerdo a la NOM-016-CRE-2016.
- Obtención de acreditación ante la Entidad Mexicana de Acreditación como unidad de verificación para la evaluación de tuberías de gas de acuerdo a la norma NOM-002-SECRE-2010.
- Solución de problemática de comportamiento dinámico inadecuado de la chumacera No. 2 de la U11 de la C.T. Manzanillo II, después de varios años sin resolverse.
- Análisis de causa raíz de falla estructural de las fases del bus del banco de transformación de la S.E. Cumbres Frontera.
- Detección y diagnóstico oportuno de la problemática de vibración por flexión de rotor de la turbina de vapor de la C.C.C. Hermosillo, evitando falla catastrófica del equipo.
- Análisis causa raíz de falla del generador eléctrico de la C.H. Cobano.

Área ejecutora: Subgerencia de Gestión de la Calidad

- Se mantuvieron los acreditamientos por la Entidad Mexicana de Acreditación (ema) del Laboratorio de Metrología, de las Unidades de Verificación y como Organismo de Certificación de Productos y Procesos. Estos acreditamientos, realizados por un organismo tercero a CFE, avalan la capacidad técnica y de gestión, de los procesos de calibración, de verificación y de certificación bajo la norma ISO 17025.
- Eventos relevantes
Se llevaron a cabo dos eventos coordinados por el LAPEM:
 - La 12ª Reunión de Especialistas de Normalización de CFE (RENO), realizada en el Centro Banamex de la Ciudad de México y que se llevó a cabo en paralelo con el Symposium Internacional de la Energía de la Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas y con el Congreso de la Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas, de la Asociación de Normalización y Certificación.
 - La Reunión Anual del Sistema Institucional de Metrología de la CFE (SIMCFE), realizada en las instalaciones de LAPEM en Irapuato, Gto., la cual se llevó a cabo en conjunto con la Reunión de Laboratorios de Metrología de Iberoamérica, incluyendo al Centro Nacional de Metrología de México (CENAM).
- Propiedad Intelectual
Se retomó el proyecto protección de la propiedad intelectual de las Especificaciones Técnicas de la CFE por lo cual se logró el registro de veintisiete (27) Especificaciones Técnicas de la CFE, ante el Instituto de Derechos de Autor.

No obstante, los avances y logros reseñados, cabe mencionar como áreas de oportunidad las siguientes:

- Rezago en el mantenimiento preventivo de los sistemas y equipos principales de los laboratorios de ensayos y mantenimiento de equipos patrón, por la falta de presupuesto en este rubro.
- Rezago en la Modernización de la Infraestructura clave de los laboratorios de Ensayos por la falta de presupuesto en inversión.
- Pérdida de competencias técnicas en el personal por el retiro de personal por concepto de jubilaciones, e incorporación limitada de personal de nuevo ingreso para integrarlo a la cadena productiva de las diferentes áreas de la organización.
- Equipo insuficiente para atender todas las demandas de servicios, ante lo cual se requirió solicitar bajo préstamo una Fuente de Frecuencia Variable de Alta Tensión de 50 kV, para realizar 6 pruebas de alta tensión en generadores eléctricos.
- En julio del 2018, el corporativo de CFE, instruyó detener los procesos de adquisición de bienes y contratación de servicios, lo que provocó una disminución de las solicitudes de servicios al LAPEM y por lo tanto, una disminución de ingresos, sobre todo de parte de clientes externos.

Indicadores Anualizados

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Ingresos por clientes externos	\$179,322 miles de pesos	\$168,869 miles de pesos	\$200,426 miles de pesos	- 5.8 %	18.7 %
2. Nivel de recomendación (Net Promoter Score)	ND	88.0	92.1	ND	4.6 %
3. Servicios a clientes externos	34.3 %	38.7 %	50.7 %	12.8 %	31.0 %
4. Ingresos por servicio	\$56.2 miles de pesos	\$71.2 miles de pesos	\$80.8 miles de pesos	26.7 %	13.5 %
5. Ingresos por trabajador (promedio)	\$1,870 miles de pesos	\$1,775 miles de pesos	\$1,867 miles de pesos	- 5.1 %	5.2 %
6. Personal que realiza funciones en procesos de soporte	26.6 %	25.8 %	23.7 %	- 3.0 %	- 8.1 %

ND = No disponible

Ilustración de actividades, equipo e infraestructura

Generador Trifásico, Laboratorio de Extra Alta Potencia



Pruebas a medidores
Oficina de Metrología



Estudio metalográfico a un anillo de retención de rotor de generador eléctrico.
Oficina de Mecánica y Materiales



Prueba de tensión de aguante en corriente alterna a frecuencia variable después de la instalación a circuitos trifásicos de cables de energía subterráneos.
Subgerencia de Servicios a Transmisión y Distribución



Máquina de alta tensión horizontal "Matheo", de 20 toneladas por 20 m de longitud.
Oficina de Pruebas Mecánicas a sistemas de distribución y transmisión



Fotografías ilustrativas de actividades, equipo o infraestructura



Transformador de Alta Corriente, capacidad 150 kA.

Cámara intemperismo acelerado,

1. Niebla salina
2. Luz de xenón
3. Aire Caliente



Pruebas del código de red en una Central Fotovoltaica con una capacidad instalada de 110 MW.
Subgerencia de Servicios a Generación

Microscopio resolución 500 000 X utiliza una fuente de 30 kV para la emisión de haz de Electrones y tiene acoplado un detector para análisis químico por la técnica EDX, Marca: SEIZ



Generador de Impulsos Distribución
Generador de Impulsos Marca: Haefely, con capacidad para generar impulsos por rayo 1.2/50 us
1000 kV /50 kJ



Generador de Impulsos Alta Tensión
Generador de Impulsos Marca: Haefely, 24 pasos, con capacidad para generar implusos por rayo
1.2/50 us
Impulso por maniobra 250/250us

TELECOM

La Unidad de Negocio CFE Telecom (CFET) tiene por objeto la creación de valor económico para la CFE y sus empresas a través de la optimización y rentabilidad de infraestructura y activos aplicables a telecomunicaciones, mediante el uso accesorio y compatible de su infraestructura para realizar actividades empresariales adicionales a su objeto, incluyendo el aprovechamiento de los bienes para el despliegue de redes y provisión de servicios de telecomunicaciones, de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TIC), el desarrollo de red inteligente (Smart Grid) y el soporte inteligente a la CFE, a sus EPS y filiales que permitan reducir los costos de operación, aumentar la productividad de la Empresa; y generar recursos provenientes de clientes externos.

CFET ha definido cuatro iniciativas estratégicas:

- Administrar y comercializar los activos de la CFE y sus EPS y EF permitiendo la provisión o prestación de servicios e infraestructura para el sector de las telecomunicaciones.
- Coordinar y alinear el desarrollo de la red eléctrica inteligente de la CFE de acuerdo con la visión de Empresa Productiva del Estado y dentro del marco del Programa de Redes Eléctricas Inteligentes de la Secretaría de Energía, que permitirá reducir costos y facilitar el despliegue coordinado de redes de las EPS de la CFE.
- Desarrollar nuevos negocios que permitan ampliar y maximizar el uso y aprovechamiento de la infraestructura y activos de la CFE, sus EPS y EF aplicables a telecomunicaciones.
- Establecer alianzas estratégicas en el plano tecnológico, comercial y económico que le permita maximizar el uso de sus activos y potenciar el despliegue de infraestructura aplicable a telecomunicaciones.

Principales logros en 2018

1. Se superó la meta planteada de ingresos de \$1,021.7 millones de pesos (mdp) para 2018, obteniendo un ingreso por \$1,086.6 mdp.
2. CFET administra de forma centralizada las frecuencias de espectro radioeléctrico utilizadas por las empresas de la CFE y áreas del corporativo para su operación, optimizando su uso y garantizando el pago oportuno anual de las mismas al órgano regulador. En 2018, se realizaron pagos por \$158.6 mdp, por concepto de Derechos al IFT³².
3. Firmas del contrato de uso y prestación de servicios con empresas de telecomunicaciones para el despliegue de sus redes públicas de telecomunicaciones, por medio del cual concede el uso accesorio y temporal de fibra óptica hasta por 10 años, que le permitieron obtener ingresos adicionales por un monto de \$224.4 mdp.

³² Instituto Federal de Telecomunicaciones

4. Autorización del Comité Inmobiliario de la CFE mediante Acuerdo 06/18 que establece: *“la UN CFET sea el área encargada de recibir las solicitudes de acceso a los inmuebles e infraestructura de la CFE, EPS y filiales, para el uso accesorio, temporal y compatible de inmuebles útiles y de torres, postes, ductos y bienes similares, por parte de los interesados del sector de telecomunicaciones”*.
5. Se obtuvo en favor de CFE un Título de concesión única para uso público, así como un Título de concesión para usar y aprovechar bandas de frecuencias del espectro radioeléctrico en la banda de 800 MHz. para la operación de un sistema de radiocomunicación troncalizada.

Actividades relevantes:

- Comercialización de servicios y uso de la infraestructura aplicable a telecomunicaciones, en términos de la legislación aplicable mediante los de contratos de uso de infraestructura y prestación de servicios acordados con las EPS Transmisión y Distribución
- Continuidad operativa y atención de requerimientos de servicios de telecomunicaciones para clientes internos como empresas productivas subsidiarias, unidades de negocio, áreas de CFE y clientes externos.
- Acuerdo del Convenio de Acceso a la Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional para el despliegue de la Red Troncal de Telecomunicaciones a cargo de Telecomunicaciones de México (TELECOMM).
- Implementación de mecanismos de colaboración con las EPS y áreas de la CFE para la operación eficiente de las redes de telecomunicaciones a su cargo, teniendo CFET la vinculación con el órgano regulador de telecomunicaciones para mantener la vigencia de los títulos habilitantes para el uso de frecuencias.
- Se formalizaron memorándums de entendimiento con:
 - Un Operador regional de telecomunicaciones para la comercialización y transporte de servicios de telecomunicaciones desde Estados Unidos hasta Centroamérica.
 - Un Operador nacional de telecomunicaciones para crear una posible alianza estratégica que permita impulsar la comercialización de servicios de telecomunicaciones.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras en millones de pesos (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Ingresos	\$621.6	\$879.8	\$1,086.6	41.7%	23.5%

Fuente: Sistema Institucional SAP
Fecha consulta: 21 de marzo 2019.

Ilustración de actividades, equipo e infraestructura

- Eventos de promoción de servicios e infraestructura con clientes



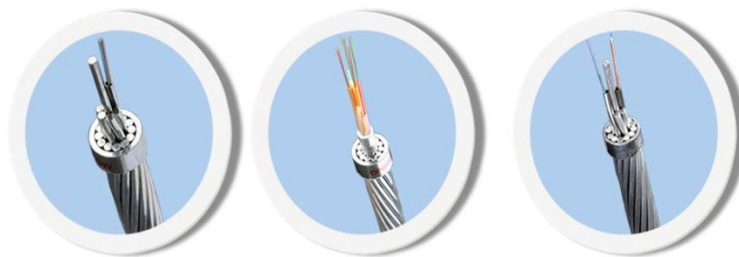
- Hoteles Telecom:



- Solución Integral de Conectividad:



- Fibra Óptica Oscura:



PAESE

Unidad de Negocios Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico (UN PAESE)

Misión de la UN PAESE: Mejorar la eficiencia energética en la cadena de valor del sector eléctrico, hasta su uso final por medio de proyectos de eficiencia energética mediante investigación, financiamiento, asesoría y capacitación de personal experto. Asimismo, fomentar la cultura de eficiencia entre los usuarios del servicio eléctrico promoviendo estándares y difusión de información.

El valor que aporta la UN PAESE a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), es de gran relevancia puesto que “cada watt ahorrado con políticas de eficiencia energética resulta hasta un 50% más económico que generar un watt adicional con energías renovables y hasta 76% más barato que uno generado con carbón (Agencia Internacional de la Energía)”.

Objetivos.

- Cumplir con los indicadores de los sistemas de monitoreo.

Durante 2018, el PAESE logró cumplir con los objetivos de Contrato Programa y Gestión; asimismo, se cubrieron los indicadores dentro del Sistema Integral de Gestión, lo que resultó en la acreditación de la Unidad de Negocios en las normas ISO 9001:2015, OHSAS 18001:2015 e ISO 14001:2015.

- Continuar las modificaciones contables y legales para iniciar actividades comerciales con clientes externos.

Se realizó la apertura de las cuentas bancarias y estructuras contables para iniciar los cobros de algunos de los servicios que proporciona el PAESE a clientes externos de la CFE. Asimismo, se inició el proceso de adaptación de los manuales de procedimientos para que 2 de las 4 actividades sustantivas del PAESE incorporen el cobro como función ordinaria.

Actividades relevantes.

Proyectos de eficiencia energética

La UN PAESE se posicionó en el liderazgo del grupo de trabajo para el despliegue de infraestructura para movilidad eléctrica y el grupo de baterías de automóviles, que sirven como espacios de coordinación entre autoridades, empresas automotrices y fabricantes para facilitar la aceleración de este mercado en México.

Así mismo la UN PAESE brinda asesoría y acompañamiento a las empresas automotrices, lo que reduce los tiempos de instalación de infraestructura de recarga eléctrica hasta un 60%. Se están instalando 100 electrolineras, por medio del Programa de Promoción para la Electromovilidad por Medio de la Inversión en Infraestructura de Recarga (PEII) en las ciudades más afectadas por contaminación vehicular del país (CDMX, Monterrey y Guadalajara) y con mayor potencial de crecimiento para el mercado vehicular eléctrico).

La UN PAESE está en proceso de acreditación del Centro de Ensayos de Eficiencia Energética (CEEE) para lo cual en el 2018 se terminó con el equipamiento y acondicionamiento para realizar las pruebas a luminarias LED con aplicación en alumbrado público e interiores.

El 14 de septiembre de 2018 fueron publicadas por parte de la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) las Disposiciones de eficiencia energética en las instalaciones industriales de las Empresas Productivas del Estado (EPE) Estas disposiciones mandatan a todas las EPE, así como a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) a establecer Comités Internos de Eficiencia Energética (CIEE) para implementar Sistemas de Gestión de la Energía (SGEn) en todos los centros de trabajo/unidades de generación. Para cumplir con este mandato, se designó a la UN PAESE como encargada para coordinar la implementación de los SGEn en la Comisión Federal de Electricidad. Durante el 2018 se trabajó en el Proyecto piloto así como en establecer junto con la CONUEE las bases para cumplir con este mandato.

Logros.

1.- Se dio inicio a la instalación de las electrolineras comprometidas en el Proyecto para la Promoción de la Movilidad Eléctrica por medio de la Inversión en Infraestructura.

En el 2018 se logró la instalación de 55 electrolineras dentro de las cuales se incluye el primer corredor eléctrico de Latinoamérica de la ciudad de León a Guadalajara.

Así mismo la UN PAESE lidera el grupo de trabajo de movilidad eléctrica en el cual participan todas las empresa automotrices que fabrican autos eléctricos, empresas instaladoras, reguladores y organismos autónomos que tienen el fin de promover la movilidad eléctrica en el país.

2.- Se realizaron 80 proyectos de eficacia energética en las instalaciones de las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación, Transmisión, Distribución y Suministro Básico, así como en las instalaciones del Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con estos proyectos se obtuvo un ahorro económico de \$25,926,641 y en energía de 14,453,609 kWh, lo que se traduce en 8,412 Ton de CO₂ de emisiones evitadas.

3.- Se llevaron a cabo 292 Evaluaciones de Tecnologías Ahorradoras, las cuales son de relevancia en el ámbito de las luminarias empleadas para el Alumbrado Público Municipal, ya que además de proporcionar certeza de la eficiencia en la utilización de los productos que se dictaminan como ahorradores, se vigila que cumplan con la normatividad aplicable vigente de todos los modelos evaluados y que la información que proporcionan al cliente corresponda a lo medido en los laboratorios donde se realizan las pruebas solicitadas.

Las evaluaciones realizadas redundan en beneficios directos para la CFE, debido a que en el alumbrado público no es posible o no es costoso realizar mediciones de consumo de energía eléctrica, ante lo cual la facturación se realiza a partir de censos de equipos, sobre la base de sus características técnicas. Si se colocan luminarias que no cumplen con las características técnicas descritas en sus fichas técnicas, la CFE pierde al no facturarse con exactitud la energía que corresponde al tipo de luminaria y se puede propiciar afectaciones en las redes del suministro eléctrico.

Una de las actividades mandatarias de la UN PAESE es generar cultura de eficiencia energética. Para lograrla se llevan a cabo actividades de brigadas escolares que consisten en una plática interactiva con dinámicas grupales en la que se explica la importancia del ahorro de energía, teatro robótico que son funciones de 20 minutos en el que se explica a los niños como deben de ahorrar energía y cursos en temas de eficiencia energética y energías renovables. Sin embargo en el 2018 no se tuvieron los recursos necesarios para cumplir con esta actividad.

Resulta necesario redoblar esfuerzos para lograr la certificación del Centro de Ensayos de Eficiencia Energética (CEEE). El Centro es de relevancia para cumplir los objetivos de la UN PAESE, ya que a través de él se podrán realizar pruebas de eficiencia energética a luminarias, lámparas, reflectores, fotos, entre otros. El CEEE está equipado con la última tecnología derivado a que es el único en Latinoamérica con estas características. Sin embargo en el año 2018 no se logró poner en operación derivado a que el trabajo documental que se requiere llevar a cabo para obtener la certificación correspondiente no depende únicamente de la UN PAESE.

La UN PAESE empezó en el año 2017 a realizar los trámites correspondientes para poder realizar cobros de los servicios que proporcionan a sus clientes externos a la CFE con la finalidad de captar ingresos para la CFE. En 2018 se logró tener los procedimientos y medios para cobrar pero no se concretaron contrataciones.

Fotografías ilustrativas de actividades, equipo e infraestructura de la UN PASE.



Electrolineras instaladas por medio del Programa de Promoción de la Electromovilidad por medio de la Inversión en Infraestructura de Recarga (PEII) en el IPADE. PAESE, 2018.



Centro de Ensayos de Eficiencia Energética.



Goniofotómetro del CEEE.



Teatro robótico de la UN PAESE en el Bosque de Aragón 2018.



Sustitución de motoventiladores – Central Francisco Pérez Ríos. Potencial de ahorro: \$21 millones de pesos anuales, Tula Hidalgo.

Finanzas

En cumplimiento de sus obligaciones legales, con la visión de fortalecer la viabilidad de la empresa y en apego a las mejores prácticas, la CFE se propuso mejorar sus indicadores de desempeño financiero en 2018. En primer lugar, se estableció el objetivo de cumplir de las metas de balance financiero, el presupuesto para el gasto en servicios personales y el monto de endeudamiento neto autorizado por la Cámara de Diputados en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2018. Como resultado de distintas acciones para mejorar la eficiencia en gasto tanto operativo como de inversión, dichas metas fueron cumplidas con mejores resultados a los previstos originalmente, al registrarse Balance Financiero de 18,139.1 mdp, cifra superior en 139 mdp al autorizado por la Cámara de Diputados.

El resultado neto de operación en 2018, se ubicó en 31,562 mdp, 34% inferior a los 47,821 mdp que se registraron en 2017; producto principalmente de los incrementos en los costos de los combustibles asociados a la generación. Los ingresos por venta de energía crecieron 3% durante 2018, a pesar los problemas observados en las tarifas finales de suministro básico dictadas por la CRE que entraron en vigor el 1° de diciembre de 2017; sin embargo fue hasta el primer trimestre de 2018 cuando se reflejaron los efectos de esta transición.

Se estableció un programa de financiamiento para obtener los recursos económicos necesarios para el Programa de Inversión, satisfacer las necesidades de tesorería y realizar el pago de las amortizaciones de deuda. Como resultado del programa implementado, en 2018 se atendieron todas las necesidades de financiamiento.

Además de obtener los recursos para financiar los proyectos de inversión, tales como los PIDIREGAS, y atender las necesidades de capital de trabajo, se avanzó en el objetivo de seguir diversificando las fuentes de financiamiento y ampliar la base de inversionistas. Muestra de ello fue una exitosa colocación en el primer semestre del año de certificados bursátiles en el mercado nacional por un monto de 15,290 millones de pesos (mdp), la cual tuvo, en su porción a tasa fija en pesos y a plazo de 9.6 años, una participación de inversionistas extranjeros por un monto de 610 mdp.

Otra de las acciones destacadas fue la colocación de un segundo bono amortizable denominado “Formosa” en el mercado financiero de Taiwán por un total de 727 millones de dólares (mdd) a 30 años.

Asimismo, dentro de las actividades de financiamiento, en 2018 se logró la colocación en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) de la “FIBRA E”. El precio inicial de los certificados fue de 19 pesos por título. El monto global de la colocación original fue de 14,250.0 mdp, más el monto por la opción de sobreasignación, de la cual se obtuvieron 1,960.7 mdp.

En este ejercicio, CFE logró consolidar la emisión de los Estados Financieros de sus empresas subsidiarias y filiales, conforme a los Términos para la Estricta Separación Legal, mediante contabilidad financiera sólida de cada una ellas. Asimismo, se realizaron acciones que fortalecieron la consolidación de los Estados Financieros agregados por el Corporativo.

Durante 2018 se logró avanzar en la aplicación del Programa de Productividad y Control de Costos (PPyCC), lo que permitió capturar ahorros por \$17,432 mdp.

Asimismo, para poder operar con la eficiencia financiera requerida, se continuó con el programa de modernización de los sistemas institucionales de información, proceso que empezó en 2016.

Estados Financieros³³

La CFE reporta una utilidad no auditada al 31 de diciembre de 2018 de \$ 26,262 millones de pesos (mdp), lo que representa una disminución de \$81,922mdp comparada con la utilidad del ejercicio 2017 de \$108,184mdp.

A continuación, se da un breve análisis de la utilidad no auditada del año 2018, y de los cambios con respecto del año anterior:

1. Ingresos por \$545,349 mdp, superiores en \$55,743 mdp a los reportados en 2017, los cuales ascendieron a \$489,606 mdp. El incremento se explica principalmente por el incremento en venta de energía, un incremento en los subsidios pagados por el Gobierno Federal por aproximadamente 15,491mdp; y a un incremento en los ingresos por venta de energía en el orden de \$10,349 mdp.
2. Costos de operación de \$513,787 mdp, los cuales muestran un incremento de \$71,423 mdp cuando se comparan con los costos de \$442,364 mdp reportados en año anterior. El incremento en costos de debe fundamentalmente al incremento en los costos de combustibles vendidos a terceros de aproximadamente \$31,855 mdp, aunado a incremento de \$51,661 mdp en los combustibles utilizados en la generación de energía, en energía adquirida y a los costos de gasoductos. El principal incremento en los combustibles por aproximadamente 2,700 mdp se debe principalmente al incremento en el consumo de gas para cubrir el incremento en la demanda de energía del 2018 de aproximadamente 1.3 %, aunado a la baja producción de PEMEX, lo que conllevó al incremento en el consumo de gas natural licuado de importación, el cual es más caro en un 290% que el gas continental. En cuanto a la energía adquirida de los productores independientes, la misma representó un incremento de aproximadamente \$8,300mdp debido entre otros factores al incremento en la generación de 259GW y al incremento del gas natural, mientras que la energía adquirida a terceros en el MEM subió en aproximadamente \$29,000 mdp. El costo de transporte de gas representa un incremento de aproximadamente \$12,400 mdp comparado con el año anterior.
3. Costos de financiamiento de \$31,763 mdp, superiores en aproximadamente \$18,787 mdp, los cuales se explican principalmente por la disminución en las utilidades cambiarias del orden de 8,975 mdp aproximadamente debido a una menor apreciación del peso frente al dólar en 2018 que en 2017 (\$0.10 vs \$1.00 respectivamente) y a un aumento en

³³ Cifras preliminares sujetas al cierre de los Estados Financieros Anuales Consolidados Dictaminados

el costo de intereses por aproximadamente \$3,430 mdp, y el reconocimiento del costo de la actualización de la reserva de desmantelamiento por 518 mdp.

4. Un beneficio por impuestos a la utilidad de \$26,462 mdp, inferior en \$46,877 mdp cuando se compara con el beneficio de \$73,339 mdp reportados en el año 2017. Dicha disminución se debe a que durante el ejercicio 2017, se reconoció el efecto inicial del impuesto diferido y en el 2018 el incremento en el año.

	dic-17	dic-18	(2) / (1)
	(1)	(2)	
Ingresos	489,606	545,349	11%
Ingresos por venta de energía	365,359	375,708	3%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	22,023	59,572	170%
Ingresos por transporte de energía	4,987	6,177	24%
Ingresos por Subsidio	65,915	81,405	23%
Otros ingresos	31,322	22,488	-28%
Costos	441,784	428,644	-3%
Energéticos y otros combustibles	251,856	335,372	33%
Remuneraciones	57,886	63,151	9%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	19,555	23,304	19%
Impuestos y derechos	2,604	3,801	46%
Costo MEM	2,693	3,016	12%
Costo de obligaciones laborales	47,903	20,540	-57%
Depreciación	59,467	57,536	-3%
Otros gastos	(180)	7,068	-4027%
RESULTADO DE OPERACIÓN	47,821	31,562	-34%
Costos de Financiamiento	12,976	31,763	145%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	34,846	(200)	-101%
Impuestos	-73,339	-26,462	-64%
RESULTADO NETO	108,184	26,262	-76%

Ejercicio Presupuestal 2018

Ingresos

Durante el 2018 se registraron ingresos propios por 408,835.7 mdp, mayor al presupuesto autorizado en 28,050.7 mdp (7.4%), como resultado de lo siguiente:

- Mayores Ingresos por venta de Energía Eléctrica por 8,404.4 mdp, como consecuencia del incremento de las tarifas eléctricas;
- Mayores Ingresos Diversos por 19,646.3 mdp, principalmente, derivado de la colocación de la Fibra E por 15,454.6 mdp, así como por Venta de Energía, Potencia y Certificados de Energías Limpias (CEL's) en las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista derivadas de los contratos de cobertura eléctrica pactadas con terceros en los años 2015 y 2016 por 4,000 mdp y 200 mdp, respectivamente.

Cabe señalar que el 92% del total de ingresos de la CFE y sus EPS es por venta de energía eléctrica. Asimismo, la CFE obtuvo transferencias para cubrir insuficiencias tarifarias por 81,405.3 mdp, recursos mayores en 31,226.3 mdp (62.2%) respecto al presupuesto autorizado.

Egresos

El presupuesto de gasto de la CFE, aprobado por el Consejo de Administración, consideró un Gasto Programable para el Ejercicio Fiscal 2018 de 387,588.9 millones de pesos; el cual se situó en 446,216.1 mdp al cierre del año, cifra superior en 58,627.1 mdp (15.1%) al presupuesto autorizado, consecuencia de los siguientes movimientos presupuestarios:

- El gasto en **servicios personales** tuvo una reducción de 468 mdp, comparado contra el monto autorizado en el PEF, derivado de un menor ejercicio en gastos de previsión social, así como ahorros en el pago de tiempos ordinarios de sustitución de base y de confianza, tiempos ordinarios temporal adicional de base y de menor pago de tiempo extra.
- Mayores erogaciones en **materiales y suministros** por 61,739.7 mdp, principalmente en el rubro de combustibles para la generación de electricidad por 45,106.8 mdp por un mayor consumo y variación de los precios internacionales de hidrocarburos, así como por el alza en el tipo de cambio registrado durante 2018.

Adicionalmente, se enfrentó una mayor generación de energía eléctrica con combustóleo y diésel, debido al desabasto de gas en algunas centrales de generación, así como el inicio de la

operación de los tramos de gasoductos El Encino - La Laguna; El Encino Topolobampo; Webb Escobedo; y Ramal Topolobampo, lo cual contribuyó al mayor gasto de materiales y suministros de la CFE.

- Por otro lado, se registró un mayor gasto de las operaciones del **mercado eléctrico mayorista** por 19,785.6 mdp, originado por el incremento en el precio marginal local, derivado de la baja en la reserva de capacidad de generación, lo que ocasionó que el CENACE despachara centrales con costos variables menos competitivos.
- En **servicios generales**, se presentó un mayor gasto por 985.2 mdp, generado por un pago extraordinario relacionado con el compromiso contractual por el retraso en la obtención de derechos inmobiliarios del Gasoducto Morelos por 1,474.3 mdp. Dentro de los servicios generales, destaca una reducción importante en el gasto de conservación y mantenimiento por 1,947.7 mdp, en servicios técnicos pagados a terceros por 423.3 mdp; en seguros por 125.9 y en el pago de fletes por 31.6 mdp.
- Los **pagos por cargos fijos y variables** a los productores externos de energía (PEE) registraron un mayor gasto por 3,470.3 mdp (4.1%), respecto al presupuesto aprobado, consecuencia de un mayor gasto en el rubro de Cargos Variables por 4,512.2 mdp (8.2%) por erogaciones en adquisición de energía, principalmente por el uso de gas natural licuado (GNL), situación derivada de la menor disponibilidad de gas natural abastecido por gasoducto; y por un menor gasto en Cargos Fijos por 1,041.9 mdp (3.6%) principalmente por una sobreestimación de cargos fijos por capacidad.
- En Inversión Física se observó un gasto inferior respecto al presupuesto aprobado por 6,285.8 mdp (14.5%), conforme a los siguientes movimientos:

En Bienes muebles, inmuebles e intangibles el menor gasto pagado por 1,408.2 mdp (39.5%), se originó principalmente en la adquisición de equipo de cómputo y periféricos, equipo de comunicación, equipo diverso de transmisión y software institucional.

El pago de PIDIREGAS registró una menor erogación respecto al presupuesto aprobado por 3,511.8 mdp (15.0%), derivado de obras no recibidas de los proyectos 296 CC Empalme I, RM CCC Tula Paquetes 1 y 2, 258 RM CT José López Portillo y 188 SE 1116 Transformación del Noroeste, 304 1805 Línea de Transmisión Huasteca-Monterrey.

En Obra Pública se registró un mayor gasto pagado por 117.1 mdp (2.2%), principalmente en ampliación de redes de distribución y al proyecto del mejoramiento de la percepción del usuario hacia la empresa mediante instalación de optimizadores de tensión.

En Mantenimiento el gasto resultó inferior en 1,482.9 mdp (13.2%), se derivó principalmente de menores mantenimientos en centrales termoeléctricas de ciclo combinado y turbogás, de vapor convencional, y de la construcción del túnel vertedor de la C.H. Adolfo López Mateos “Infiernillo”, compensado en parte por un mayor gasto en mantenimiento de centrales termoeléctricas de carbón correspondiente a las centrales Carbón I y II, y a las centrales de Petacalco.

- Mayor ejercicio por 836.2 mdp en pensiones y jubilaciones por un mayor número de trabajadores que ejercieron su derecho.
- En Operaciones Ajenas se registró gasto superior captación de ingresos por 1,409.1 mdp, principalmente por los reembolsos del Impuesto al Valor Agregado.

Gasto No Programable

El gasto no programable ejercido fue de 25,885.9 mdp, monto superior en 510.9 mdp, es decir representó un ligero crecimiento del 2.0%, conforme a la siguiente integración:

- El Costo financiero interno registró un gasto superior pagado por 272.2 mdp (2.1%), la diferencia observada se debe principalmente a las variaciones en las tasas de interés estimadas y las reales aplicadas en las operaciones de servicio de la deuda, así como a los intereses generados por las líneas de crédito contratadas de corto plazo, mismas que no fueron consideradas en la elaboración del presupuesto.
- El Costo financiero externo observó un gasto pagado menor al presupuesto aprobado por 177.0 mdp (1.9%), que se ubica principalmente en el rubro de intereses PIDIREGAS por el retraso en la recepción de los proyectos CC Empalme I y CC Empalme II, RM CC Tula Paquetes 1 y 2, RM CT José López Portillo, y LT 1805 Línea de Transmisión Huasteca – Monterrey y 188 SE 1116 Transformación del Noroeste. Compensado en parte por intereses derivados de la disposición de 900.0 mdd americanos no considerados en el presupuesto original, así como por de la fluctuación cambiaria y las variaciones en las tasas de interés.
- El costo por coberturas (Otros) registró un mayor gasto pagado por 1,656.4 mdp (62.7%), debido a nuevas contrataciones de coberturas con instrumentos financieros derivados, a la adquisición gradual de dólares con anticipación, adquisición de forwards de moneda externa para cubrir

operaciones relevantes a una fecha específica o la contratación de swaps de tipo de cambio, lo anterior con objeto de compensar la depreciación del tipo de cambio del peso frente al dólar y la variación en las tasas de interés internas y externas.

- En ingresos por Intereses, se captó un monto mayor al presupuesto aprobado por 1,240.8 mdp, debido principalmente a la subestimación de la meta original.
- El Endeudamiento Neto observado por 7,679.2 mdp, resultó inferior en 2,070.8 mdp (21.2%) al original, derivado de los siguientes movimientos compensados, originados principalmente por un menor endeudamiento interno.
- El desendeudamiento interno registrado por 58.4 mdp fue inferior por 3,344.4 mdp (101.8%), debido principalmente al resultado neto de la disposición de dos líneas de crédito revolvente de corto plazo con BBVA Bancomer por 8,000.0 mdp y dos líneas con Banco Santander por 9,000 mdp; dichas líneas de crédito fueron amortizadas casi en su totalidad en el mismo período de 2018, estos movimientos no estuvieron presupuestados originalmente. Por lo anterior no se incurrió en el endeudamiento estimado.
- El endeudamiento externo observado por 7,737.7 mdp superior en 1,273.7 mdp (19.7%), se debe principalmente a la disposición de 900.0 mdd americanos de la línea de crédito sindicada contratada con Mizuho Bank, de fecha 31 de julio de 2018, misma que no fue considerada en la elaboración del presupuesto, compensada en parte con la amortización de 300.0 mdd americanos de la línea de crédito sindicada contratada con BBVA Bancomer como banco agente dispuesta en julio y amortizada en agosto, asimismo por causa de las variaciones en el tipo de cambio y de las variaciones entre las tasas estimadas y las reales aplicadas en las operaciones de servicio de la deuda, no consideradas en el presupuesto original.

Balance financiero

Para 2018 el presupuesto ejercido de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias generó un Balance Financiero de 18,139.1 mdp, cifra superior en 139 mdp al autorizado por la Cámara de Diputados.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
EJERCICIO PRESUPUESTAL 2017-2018
(Millones de Pesos)

Concepto	Ejercido 2017	Aprobado 2018	Ejercido 2018	Variaciones Absolutas		Variaciones Reales %	
	(1)	(2)	(3)	(4)=(3-2)	(5)=(3-1)	(6)=(3/2)	(7)=(3/1)
Ingresos Propios	357,884.3	380,785.0	408,835.7	28,050.7	50,951.4	7.4	9.0
Ventas de Servicios	349,879.4	366,843.0	375,247.4	8,404.4	25,368.0	2.3	2.3
Ingresos Diversos	8,004.8	13,942.0	33,588.3	19,646.3	25,583.4	140.9	n.a.
Gasto Programable	369,392.0	387,588.9	446,216.1	58,627.1	76,824.1	15.1	15.2
Gasto Corriente	306,924.4	304,629.4	370,889.7	66,260.3	63,965.3	21.8	15.3
Servicios Personales	54,168.9	56,788.3	56,320.1	468.2	2,151.2	0.8	0.8
Materiales y Suministros	147,928.7	136,526.4	198,266.2	61,739.7	50,337.5	45.2	27.9
Combustibles para la generación de Electricidad	130,074.9	121,904.1	167,010.9	45,106.8	36,936.0	37.0	22.5
Otros	17,853.7	14,622.3	31,255.3	16,632.9	13,401.5	113.8	67.0
Servicios Generales	23,533.1	26,813.4	27,798.6	985.2	4,265.4	3.7	12.7
Pagos relativos a Pidiregas	80,521.1	84,007.4	87,477.7	3,470.3	6,956.6	4.1	3.6
Cargos fijos	27,010.1	28,650.7	27,608.8	1,041.9	598.7	3.6	2.5
Cargos variables	53,511.0	55,356.6	59,868.9	4,512.2	6,357.8	8.2	6.7
Otras Erogaciones	772.6	494.0	1,027.2	533.3	254.6	108.0	26.8
Pensiones y jubilaciones	36,113.6	38,698.1	39,534.3	836.2	3,420.7	2.2	4.4
Inversión Física	27,230.8	43,486.9	37,201.1	6,285.8	9,970.3	14.5	30.3
Pago de Pidiregas	13,115.1	23,431.4	19,919.6	3,511.8	6,804.5	15.0	44.9
Inversión	14,115.7	20,055.5	17,281.5	2,774.0	3,165.8	13.8	16.8
Inversión Financiera	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	n.a.	100.0
Operaciones Ajenas	877.0	774.5	1,409.1	2,183.6	532.1	n.a.	53.3
Balance de Operación	11,507.7	6,803.9	37,380.4	30,576.4	25,872.6	n.a.	n.a.
Transferencias del Gobierno Federal	65,914.8	50,179.0	81,405.3	31,226.3	15,490.5	62.2	17.8
Balance Primario	54,407.1	43,375.1	44,024.9	649.9	10,382.1	1.5	22.8
Costo Financiero Neto	22,149.1	25,375.0	25,885.9	510.9	3,736.8	2.0	11.5
Balance Financiero	32,258.0	18,000.1	18,139.1	139.0	14,118.9	0.8	46.4
Endeudamiento Neto	1,663.2	9,750.0	7,679.2	2,070.8	6,016.0	21.2	n.a.
Variación de Disponibilidades (Aumento)	33,921.2	27,750.1	25,818.3	1,931.7	8,102.9	7.0	27.4
Inicial	41,010.0	43,414.3	74,931.2	31,516.8	33,921.2	72.6	74.3
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Final	74,931.2	71,164.4	100,749.5	29,585.1	25,818.3	41.6	28.3

Fuente: Subdirección de Operación Financiera.

Incluye Operaciones Ajenas y Mercado Eléctrico Mayorista (Neto). Excluye operaciones intercompañías en 2017 y 2018, así como 161,080.2 mdp de la disponibilidad inicial observada por la asunción del pasivo laboral en 2016.

Adecuaciones presupuestarias

Con fundamento en el artículo 104, fracción I, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración, mediante acuerdo CA-124/2017, en su Sesión Ordinaria 22 del 14 de diciembre de 2017, autorizó el Calendario de Gasto para el ejercicio 2018.

El Presupuesto de Gasto de la CFE aprobado por el Consejo de Administración, consideró un gasto programable para el Ejercicio Fiscal 2018 de 387,588.9 mdp.

De conformidad con los artículos 102 y 105 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el régimen de las adecuaciones presupuestarias de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), forma parte del régimen especial en materia de presupuesto al que se sujetan estas empresas, el cual se desarrolla y precisa en la Disposición General Décima Quinta de las Políticas en materia de Presupuesto de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias (PPpto CFE-EPS), aprobadas por el Consejo de Administración y en los Lineamientos en materia de Adecuaciones Presupuestarias de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias (LAPCFE-EPS), emitidos por el Director General de la CFE.

De acuerdo con el régimen establecido en la normatividad antes indicada, la autorización de las adecuaciones presupuestarias corresponde, dependiendo del tipo de adecuación de que se trate, a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, al Consejo de Administración, al Director General o al Director Corporativo de Finanzas de la CFE, y en el caso de éste último, se le sujeta a la obligación de informar al Consejo de Administración de la CFE, por conducto de su Director General, de aquellas que autorice según dispone el Lineamiento General Cuarto de los LAPCFE-EPS.

Durante el ejercicio fiscal 2018, las unidades administrativas de la CFE y de las EPS responsables del ejercicio de presupuesto, formularon diversas solicitudes de adecuación a sus presupuestos aprobados, derivadas de circunstancias no previstas originalmente o situaciones que alteraron las prioridades de asignación del gasto.

Al cierre del ejercicio de 2018 el gasto programable se situó en 446,216.1 mdp, mayor en 58,627.1 mdp al autorizado, como consecuencia del efecto neto de los movimientos presupuestarios explicados en los párrafos iniciales de la presente nota.

Emisión de Deuda

En 2018, la CFE contrató financiamiento tanto interno como externo para financiar capital de trabajo y pagos de proyectos de Obra Pública Financiada.

Financiamiento de Capital de Trabajo.-

Durante 2018, las condiciones de los mercados financieros permitieron a la CFE financiar sus necesidades de capital de trabajo mediante la colocación de Certificados Bursátiles en condiciones competitivas. La CFE colocó a través de esta importante fuente de financiamiento 7,237 mdp, tanto

a tasa fija como variable, a plazos de 9.6 y 3 años respectivamente. También colocó 1,342 millones de UDIs a un plazo de 14.4 años (equivalente a 8,053 mdp), para un monto total de financiamiento por 15,290 mdp. De la colocación en pesos a tasa fija, el 24% se colocó entre inversionistas extranjeros.

Asimismo, la CFE complementó el financiamiento de capital de trabajo mediante la contratación de dos empréstitos con Banco Santander por 5,000 mdp y 4,000 mdp; y dos más con BBVA Bancomer por 3,000 mdp y 5,000 mdp, respectivamente.

Adicionalmente, la CFE llevó a cabo la contratación de una línea de crédito sindicada revolvente con doce instituciones financieras nacionales e internacionales, por un monto de 1,260 mdd a plazo de 5 años.

Financiamiento de proyectos de Obra Pública Financiada

Como ya se mencionó, con objeto de financiar el pago de proyectos de Obra Pública Financiada (PIDIREGAS), durante 2018, la CFE efectuó una segunda colocación de bonos “Formosa” a plazo de 30 años, por un monto de 727 mdd, pagando un cupón anual de 5.00%.

Para complementar los financiamientos requeridos para pago de PIDIREGAS, en 2018 se suscribieron tres créditos bilaterales, uno con Export Development Canada (EDC) a plazo de 10 años por 4,521 mdp, otro con Banorte a plazo de 15 años, por 8,000 mdp y un tercero con BBVA Bancomer por 5,000 mdp a 10 años.

Los recursos contratados para pago de proyectos OPF en 2018, también provinieron de una Colocación Privada por 150 mdd a plazo de 20 años, a una tasa fija de 5.46%, liderada por Morgan Stanley y en la que participaron diez inversionistas institucionales.

Financiamiento de importaciones

CFE contrató en 2018 una línea de crédito con Banamex por 42.4 mdd a plazo de 3 años, para financiar pagos de la compra de uranio para la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde.

Asimismo, se suscribió con el Japan Bank for International Cooperation (JBIC) un financiamiento denominado “12th Power Loan” por 100 mdd a plazo de entre 5 y hasta 12 años con el que se podrán financiar pagos de importación de bienes y servicios japoneses.

FIBRA E

El 7 de febrero de 2018, la CFE colocó en la Bolsa Mexicana de Valores (BMV) un total de 750 millones de certificados bursátiles fiduciarios en energía e infraestructura (CBFEs) de la Serie A (CBFEs Serie A). La emisión global se dividió en dos componentes: i) 500 millones de CBFEs Serie

A para el público inversionista mexicano (inversionistas locales) y, ii) 250 millones de CBFES Serie A para inversionistas internacionales, ya sea tanto para compradores institucionales calificados en los Estados Unidos como para inversionistas del resto del mundo. También se estimaban colocar 112.5 millones de CBFES de la opción de sobreasignación.

El precio inicial de los CBFES Serie A fue de 19 pesos por título. El monto global de la colocación original fue de 14,250.0 mdp, más el monto por la opción de sobreasignación, de la cual se obtuvieron 1,960.7 mdp.

Cobertura ante riesgos financieros

Durante 2018 la Dirección Corporativa de Finanzas continuó con la estrategia de coberturas, la cual consistió en disminuir gradualmente la composición en moneda extranjera del portafolio de la deuda documentada y PIDIREGA (inversión directa) manteniéndola debajo del 30%, a través de nuevas operaciones de coberturas con instrumentos financieros derivados, la adquisición de dólares con anticipación (compras graduales de dólares en el mercado spot), la adquisición de forwards de moneda para cubrir obligaciones relevantes a una fecha específica o la contratación de swaps de tipo de cambio.

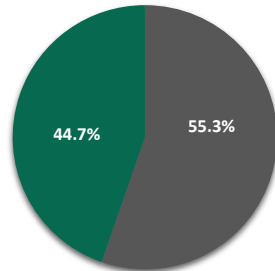
Portafolio de Instrumentos Financieros Derivados

Para implementar la Estrategia de Cobertura de Exposición Cambiaria en 2018 se realizaron las siguientes acciones:

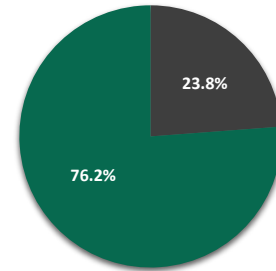
- Se contrató un Cross Currency Swap (CCS) para cubrir el remanente del Bono “*Formosa 2047*” por 750 mdd con vencimiento en 15 años.
- Se contrató un CCS por un monto de 375 mdd para convertir el perfil de la deuda del Bono “*CFE 2042*”, con vencimiento en 10 años.
- Se contrató un CCS por un monto de 258 mdd para cubrir la línea de crédito 1200002003, con vencimiento en 2036.
- Se contrató un CCS por un monto de 727 mdd para convertir el perfil de deuda del Bono “*Formosa 2048*” con vencimiento en 15 años.
- Durante noviembre de 2018 se realizó la monetización de flujos asociados a los instrumentos financieros derivados contratados para cubrir los flujos del Bono CFE 2024 por un monto de 1,250 mdd.

Con las acciones descritas, la exposición cambiaria de la deuda documentada y PIDIREGA (inversión directa) se ubicó en 23.8% y la exposición de tasa de interés variable en 24.2%.

Composición por moneda de la Deuda Documentada y Pidirega (Inversión Directa) al 31 de diciembre de 2018. Sin Coberturas



Composición por moneda de la Deuda Documentada y Pidirega (Inversión Directa) al 31 de diciembre de 2018. Con Coberturas



Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas. Febrero 2018.

El saldo remanente total de las operaciones de coberturas financieras valorizadas en dólares al cierre del año 2018 fue de 5,530 mdd, lo que equivale a 108,838 mdp, con un valor de mercado positivo para la CFE de 17,758.1 mdp.

Plan de Negocios

El Plan de Negocios (PDN) 2018-2022 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) establece la dirección, hoja de ruta y las acciones prioritarias para el periodo, en línea con el Plan de Transformación definido a principios de 2015, y en seguimiento al Plan de Negocios 2017-2021.

En el PDN 2018 se han definido las acciones para continuar y finalizar la fase de consolidación dentro del Plan de Transformación (ver Figura 1). La ejecución de esta fase se apoyará en las capacidades que la CFE ha desarrollado durante la primera etapa. Y al finalizar la segunda fase, la CFE logrará competir exitosamente en el Mercado Eléctrico Nacional y ser generadora de valor para el Estado Mexicano.



Dentro de los objetivos del periodo, la CFE reafirma 7 prioridades que formarán las bases de la agenda de transformación para 2018:

- Consolidar el Nuevo Modelo Operativo.
- Lograr las metas de Productividad y Control de Costos (PCC).
- Priorizar y ejecutar inversiones dentro del techo definido para asegurar el fortalecimiento del Balance Financiero.
- Gestionar proactivamente la agenda regulatoria.
- Definir y comenzar la implementación del plan de tecnología.
- Instalar y gestionar la función de riesgos corporativos que identifique y gestione proactivamente el perfil de riesgos, principalmente financieros y de mercado.
- Maximizar el valor de la red de gasoductos.

Con respecto a la estrategia corporativa, se han establecido en el PDN 2018 cuatro elementos para cumplirse bajo un entorno en el que la CFE ha dejado de ser una empresa integrada y se ha transformado en un grupo de empresas bajo los Términos de la Estricta Separación Legal (TESL):

- Clarificación y alineamiento de objetivos estratégicos y financieros para toda la organización.
- Gestión proactiva del portafolio de negocios, ajustando el mandato y niveles de inversión según el atractivo de mercado, posición competitiva y oportunidades de cada Empresa, manteniendo un nivel de riesgo aceptable.
- Modelo operativo que permita al Corporativo añadir valor a cada Empresa, asegurando una gestión independiente con responsabilidad plena por resultados del equipo directivo de cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y Empresas Filiales (EF), siempre desde el cumplimiento de los TESL.
- Balance financiero estable y robusto a nivel del Corporativo, que permita maximizar el valor del portafolio de negocios y capturar las oportunidades de crecimiento.

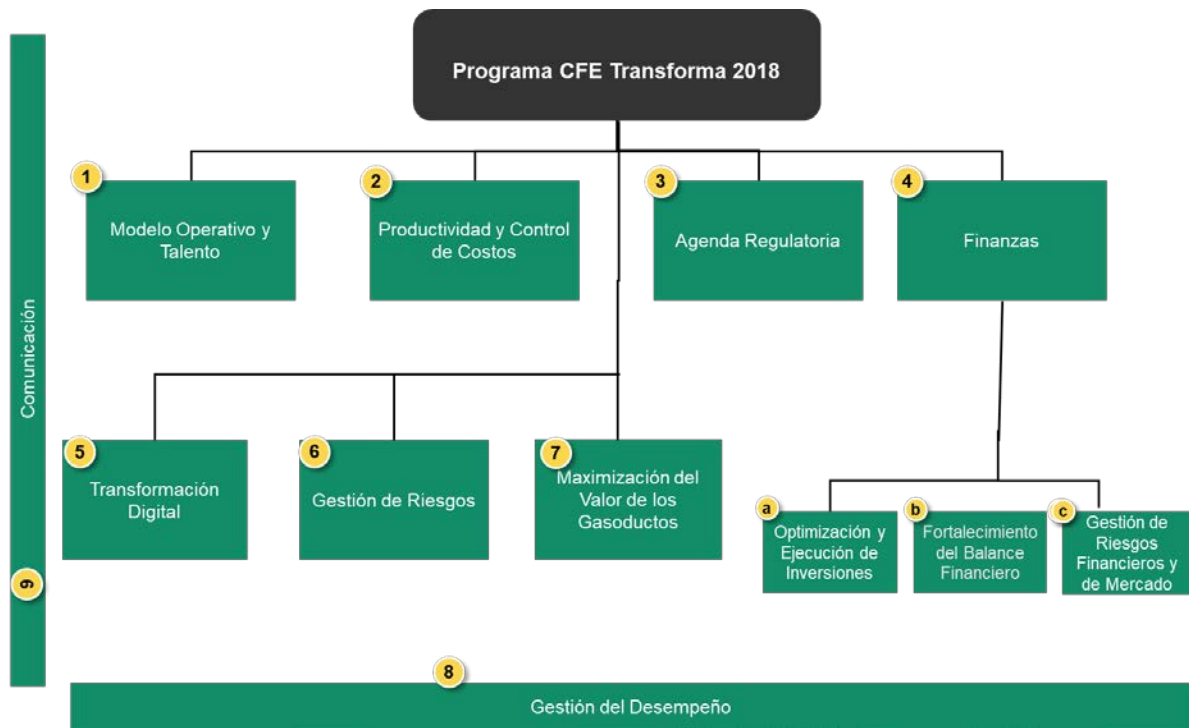
Como parte importante del PDN 2018, la CFE mantiene como prioridad la operación segura, confiable y de mínimo impacto ambiental de todos sus servicios, salvaguardando la vida y la salud de sus trabajadores y del público.

Finalmente, en este PDN la CFE sostiene su visión y objetivos de largo plazo como Empresa Productiva del Estado (EPE), pero considera como un factor clave ajustar el ritmo y la secuencia del avance hacia éstos, en función de las oportunidades y amenazas que resulten de variables externas como el entorno económico y el nivel y estructura que se defina para las tarifas reguladas.

Principales avances 2018 del Plan de Negocios

La CFE en 2018 alcanzó diferentes logros con respecto a los objetivos planteados en el Plan de Negocios (PDN) 2018, de forma general, destacan la separación de las EPS como entidades operativas independientes, la realización de un importante esfuerzo para la mejora de la productividad y la disminución de costos permitiendo ahorros durante 2018.

La CFE mediante la Oficina de Transformación coordinó y dio seguimiento, hasta noviembre de 2018, al Programa de CFE Transforma 2018, elaborado con base en los objetivos estratégicos del Plan de Negocios de la CFE 2018-2022. Este programa se conforma de 9 iniciativas que cubren temas de Transformación y actividades propias de la Estricta Separación Legal de la CFE.



De forma específica, en términos de Separación y Modelo Operativo es importante mencionar los siguientes avances:

- Se consolidó la operación independiente de las EPS de Generación.
- Se profundizó el proceso para la gestión del desempeño de las EPS, EF, Unidades de Negocios (UN) y áreas corporativas, en estricto cumplimiento a los TESL.
- Se concluyó el Manual de Organización General de la CFE, y respecto de los Manuales de Organización Específicos correspondientes al Corporativo y de las EPS, 55 están concluidos, 28 en revisión y 2 en elaboración. De los Manuales de Procedimientos, 73 están concluidos, 46 en revisión y 7 en elaboración. Las 48 Cédulas de Puestos de mando del Corporativo y EPS están concluidas al 100%.

En relación con la Gestión de Talento y Cultura:

- Se realizó el mapeo de los puestos críticos y la identificación del talento clave dentro de la CFE, posteriores a la separación legal.
- Se efectuaron esfuerzos para el desarrollo de talento en posiciones críticas relacionadas con funciones como regulación y estrategia, finanzas y compras.

Con respecto al Programa PCC, establecido formalmente en 2017:

- Se identificaron acciones para cubrir el objetivo del Plan de Negocios (PDN) 2018 – 2022 (\$9,800 MDP en 2018).
- Durante el año se capturaron ahorros por \$17,432 MDP, 77% por encima de la meta establecida en el PDN 2018-2022.
- Se dio seguimiento al procedimiento de monitoreo semanal de avance y seguimiento mensual del ejercicio presupuestal, con reportes gerenciales a la Comisión Ejecutiva de la Transformación.

En cuanto a la priorización de las oportunidades de inversión y reducción de la palanca financiera:

- Se aprobaron por parte de los Consejos de Administración de las EPS los planes de inversión de acuerdo con el Mecanismo de Planeación de la CFE 2018 y conforme a los Lineamientos aprobados.

En el tema de transformación digital, la CFE realizó los siguientes logros:

- Se adecuó el sistema de información contable para la nueva estructura operativa de la CFE, sus EPS y EF.
- Se identificaron 37 iniciativas bajo la filosofía de reducción de costos, incremento en la productividad y mejora en la experiencia del cliente.
- El Grupo Ejecutivo de Innovación revisó 15 Iniciativas que cumplían con dichos elementos, mismas que se encuentran en proceso de implementación.

Respecto a la Gestión de Riesgos:

- Se elaboraron los lineamientos para el Control de Riesgos Financieros y de Mercado.
- Se tomó conocimiento por parte del Consejo de Administración del mapa de los 10 Riesgos estratégicos de la CFE y sus planes de mitigación, así como del Programa de Trabajo de Control Interno del Corporativo, EPS y EF.

Para la Maximización del Valor de los Gasoductos,

- Se realizó la propuesta del área para aprobación del Consejo de Administración de la CFE y se cumplió con la presentación del Plan de Negocios de la CFE.

Para gestionar proactivamente la agenda regulatoria, se efectuaron las siguientes acciones:

- Se elaboró y aprobó el lineamiento que rige el proceso de gestión de la agenda regulatoria dentro de lo establecido por los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE (TESL) y Leyes de Competencia.
- Se concluyeron las propuestas tarifarias de Transmisión, Distribución y Suministro de Servicios Básicos (SSB) para el siguiente periodo regulatorio.

Para el Fortalecimiento del Balance financiero:

- Se logró colocar la Fibra E por un monto aproximado de 16,000 millones de pesos.
- Se gestionaron exitosamente ante la autoridad competente las devoluciones de contribuciones que derivaron de la separación de la CFE.
- Se promovió la figura del mandatario común ante las instancias correspondientes para fortalecer el flujo de la CFE.

Finalmente, se incorporó en el proceso de Gestión del Desempeño a las empresas pendientes y se definieron métricas adicionales para el tablero de cada empresa y sus metodologías. Se consolidaron los procesos y metas financieras en la evaluación de los resultados; respecto de la Comunicación, Se publicaron 5 infografías mediante las cuales se dio a conocer la información relevante relacionada con la Separación de la CFE, TESL, Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), Empresas Productivas del Estado y sus Directores.

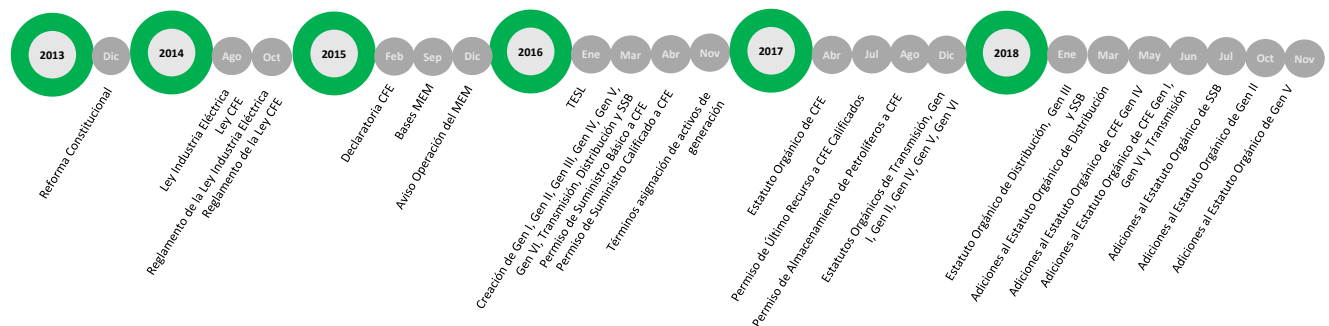
Agenda Regulatoria

Avances en 2018

Para establecer y ejecutar la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica derivada de la Reforma Energética instrumentada por el Gobierno Federal, continuó el diseño y autorización del marco normativo.

Durante 2018, las áreas regulatorias del Corporativo y de las empresas de CFE, continuaron participando proactivamente con la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el diseño de algunos instrumentos, tal como Modelos de contrato, Manuales de Mercado (Requerimientos de Tecnologías de la Información, y de Medición para Liquidaciones) y Disposiciones Administrativas de Carácter General. Por su parte, las EPS de CFE concluyeron la publicación de sus Estatutos Orgánicos en donde establecieron sus estructuras, organización y facultades.

En el siguiente diagrama se muestra las principales normas que se han expedido y que rigen la operación de CFE.



Interacción con el regulador y resultados en la gestión de mejorías y adecuaciones sobre la política tarifaria de energía eléctrica

El objetivo durante 2018 fue continuar colaborando en conjunto con las EPS, EF y Unidades de Negocios para proponer a los Órganos Reguladores medidas que eliminen o disminuyan el riesgo de la nueva regulación con el objetivo de que la CFE tenga la oportunidad de competir en el mercado eléctrico y de cumplir su objetivo como Empresa Productiva del Estado de generar valor para el Estado Mexicano.

La prioridad fue dar seguimiento a los riesgos regulatorios, para lo cual se tuvieron foros de discusión de los temas particulares de cada EPS, EF, Unidades de Negocios y Direcciones Corporativas con los Órganos Reguladores.

Particularmente, con la CRE se llevaron a cabo reuniones con el personal de staff, y diversas audiencias con por lo menos dos comisionados en donde cada EPS expuso la situación de la empresa, la problemática detectada y presentó propuestas de solución. Sin embargo, el proceso final de toma de decisiones estuvo fuera del alcance de CFE: las discusiones de los comisionados son a puerta cerrada, se centran en que las definiciones deben considerar criterios de eficiencia y solo se conoce el resultado final.

La definición de costos eficientes es fundamental para el establecimiento de la regulación tarifaria. Sin embargo, ese concepto no está claramente definido ni implementado en la regulación de la CRE.

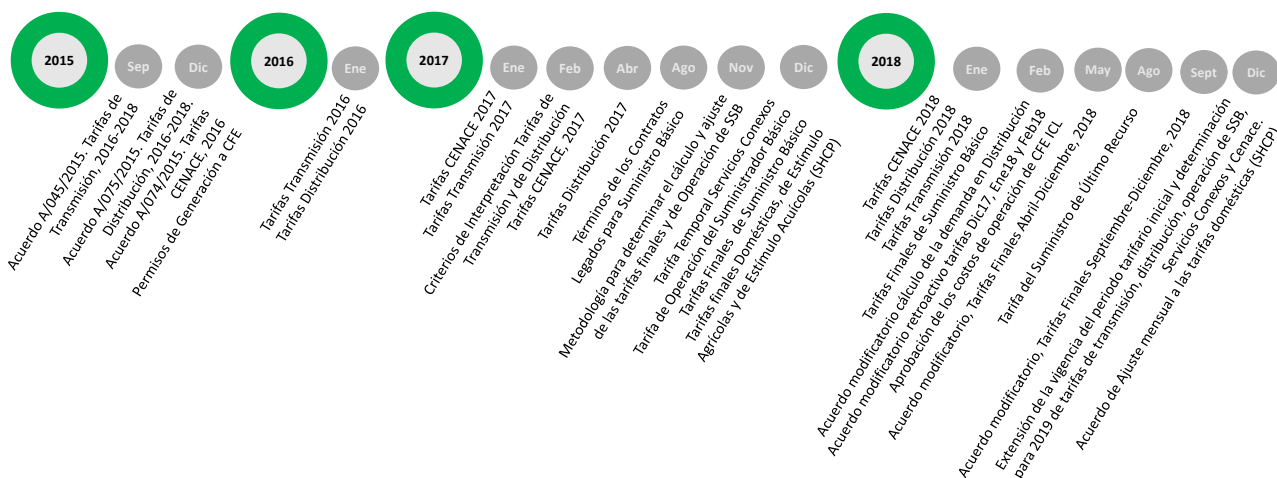
La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) pretende promover el desarrollo sustentable de la industria y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios. Para ello, la LIE determina que la CRE expedirá las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para transmisión, distribución, operación de los suministradores de servicios básicos, operación del CENACE y de los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Asimismo, menciona que los ingresos recuperables del Suministro Básico incluirán los costos que resulten de las tarifas reguladas antes señaladas, los costos de la energía eléctrica y los productos asociados adquiridos para suministrar dicho servicio, incluyendo los que se adquieran por medio de los contratos de cobertura eléctrica, siempre que dichos costos reflejen prácticas prudentes.

El artículo 139 de la LIE señala que la CRE aplicará las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales del suministro básico. La CRE publicará las memorias de cálculo usadas para determinar dichas tarifas y precios.

En atención a lo anterior, durante 2018, la CRE expidió diversos Acuerdos en los que definió las tarifas reguladas, su mecanismo de ajuste, y modificó criterios de aplicación. Cabe mencionar que, tanto las tarifas como las modificaciones tenían carácter temporal, toda vez que el periodo regulatorio inicial finalizaría el 31 de diciembre de 2018. Sin embargo, en diciembre de 2018, la CRE extendió la vigencia del periodo tarifario inicial, hasta en tanto se expidan las Disposiciones Administrativas con las metodologías tarifarias que señala la LIE.

En el siguiente diagrama se muestra la emisión de la normatividad señalada.



Por otra parte, la LIE establece que el Ejecutivo Federal, como excepción, podrá fijar tarifas distintas a las tarifas finales reguladas por la CRE para determinados grupos de clientes del suministro básico. Sin embargo, la LIE no define un mecanismo para que el gobierno federal resarza a CFE la diferencia entre las tarifas del Ejecutivo Federal y las de la CRE o los costos contables de CFE.

Así, para 2018 el Ejecutivo Federal, a través de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), determinó continuar con las tarifas vigentes hasta noviembre de 2017 para los sectores residencial, de estímulo para riego agrícola y de estímulo acuícola. El criterio para establecerlas fue dar continuidad a la estructura y niveles tarifarios que estaban vigentes previo a la entrada en vigor de las tarifas reguladas por la CRE. Las tarifas mencionadas no fueron fijadas bajo criterios de eficiencia, por lo que en sus cargos incluyen un subsidio implícito. Su aplicación no significó incrementos en la facturación de los clientes.

Sin embargo, con el propósito de coadyuvar a la economía de las familias mexicanas al permitirles el acceso a la energía eléctrica a precios asequibles, mediante el mantenimiento en términos reales del nivel de las tarifas finales del suministro básico de energía eléctrica para uso doméstico, el Ejecutivo Federal, a través de la SHCP, publicó en diciembre de 2018 un Acuerdo que establece un ajuste mensual para las tarifas 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E y 1F. El ajuste se calcula considerando la variación del Índice Nacional de Precios al Consumidor de noviembre del año previo respecto al valor de noviembre del año inmediato anterior al previo. De esta forma, la SHCP determinó que durante 2019 los cargos de esas tarifas tendrán un incremento mensual de 0.385% (acumulado anual de 4.7%).

Por otro lado, la CRE autorizó:

- Los costos de operación del Generador de Intermediación (CFE ICL) por representar en el Mercado Eléctrico Mayorista a las Unidades de Central Eléctrica incluidas en los contratos de interconexión legados. Lo anterior, permite procesar su reembolso a través de los Participantes del Mercado.
- Las Disposiciones Administrativas de Carácter General para permitir a los Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones el acceso a las instalaciones y derechos de vía del Sistema Eléctrico Nacional, que establecen los lineamientos técnicos y económicos para permitir el acceso al mayor número posible de prestadores de servicios públicos de otras industrias a cambio de una remuneración, siempre que no se ponga en riesgo la seguridad y continuidad de la prestación del servicio de suministro eléctrico.
- El modelo de contrato para la prestación del servicio de suministro básico en las modalidades de pos-pago, pre-pago, facturación punto de venta y media tensión, presentado por CFE Suministrador de Servicio Básico, permitiendo establecer condiciones contractuales iguales para los usuarios residenciales, comerciales y pequeños industriales.

Para la determinación de las tarifas reguladas de 2018, la CRE aplicó a los cargos tarifarios los mecanismos de actualización establecidos en los Acuerdos A/045/2015 y A/074/2015, mediante los cuales definió las tarifas para los servicios públicos de Transmisión y Distribución, respectivamente. Por su parte, CFE Transmisión, y CFE Distribución, atendieron la instrucción de publicar en el Diario Oficial de la Federación las tarifas que competen a cada Empresa.

En 2018, las tarifas de Transmisión tuvieron un incremento anual de 4.2%, mientras que para las de Distribución el incremento anual fue de 2.6%.

Respecto a las tarifas finales de suministro básico, la variación anual del precio medio de 2018 respecto 2017 fue de 2.3% para el sector doméstico³⁴, -4.1% para el sector comercial³⁵, 23.3% para el sector servicios³⁶, -7.7% para el sector agrícola³⁷, y 13.4% para el sector industrial³⁸.

Durante 2018, diversas áreas del Corporativo y CFE Suministrador de Servicio Básico participaron con la SENER, SHCP y CRE en las mesas de trabajo instaladas para la aplicación de las metodologías definidas por la CRE para la determinación de las tarifas finales de cada mes. En las reuniones, CFE expuso la necesidad de que el mecanismo de ajuste de la CRE permita replicar de forma clara y transparente los cargos tarifarios.

Retos y oportunidades regulatorias

Durante 2019 y los años subsiguientes, continuará la colaboración conjunta del Corporativo con las EPS, EF y Unidades de Negocio para identificar riesgos regulatorios y proponer a los reguladores medidas que permitan a CFE y sus Empresas competir en el mercado eléctrico, desarrollando actividades empresariales, económicas y comerciales que generen valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano. El reto será que los planteamientos de CFE presentados a los reguladores puedan reflejarse en la regulación que se emita.

Particularmente en materia de tarifas reguladas, se deben impulsar propuestas tarifarias que permitan recuperar costos eficientes, tomando en consideración las obras en construcción o concluidas y una rentabilidad razonable, entre otros conceptos. Para lo anterior, CFE, sus EPS y EF deben continuar colaborando en diversos grupos de trabajo para brindar elementos a los entes reguladores para fundamentar las solicitudes.

Ante el déficit tarifario derivado de la aplicación de tarifas subsidiadas, se debe impulsar la definición de una metodología que permita calcular el monto de los subsidios. Asimismo, se deben buscar los mecanismos para garantizar que el monto del subsidio resultante se retribuya a CFE y establecer estrategias para transparentarlo paulatinamente, a la vez que se incrementa la eficiencia operativa y de los procesos de CFE, como la sustitución de capacidad de generación ineficiente por eficiente. CFE considera que la estrategia para reducir los subsidios debe considerar:

- Definir la población objetivo, conformar un padrón de beneficiarios y establecer en el Presupuesto de Egresos de la Federación el monto total de subsidios.
- Entregar el subsidio de forma directa a los usuarios finales y no implícitamente en las tarifas eléctricas para eliminar la señal distorsionada en los cargos tarifarios sobre el verdadero costo del servicio. Es decir, ajustar los cargos tarifarios de las tarifas subsidiadas a su costo eficiente.

³⁴ Tarifas DB1, DB2, 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F y DAC.

³⁵ Tarifas PDBT, GDBT, 2, 3 y 7.

³⁶ Tarifas APBT, APMT, 5, 5A y 6.

³⁷ Tarifas RABT, RAMT, 9CU, 9N, 9 y 9M.

³⁸ Tarifas GDMTO, GDMTH, DIST, DIT, OM, HM, HMC, HS, HSL, HT y HTL.

- Simplificar la estructura tarifaria, ajustando gradualmente y de forma diferenciada, los cargos tarifarios o reduciendo la amplitud de los rangos tarifarios.

Se debe impulsar la revisión y modificación, en su caso, de la normatividad expedida con la finalidad de garantizar que la participación de los integrantes del Mercado Eléctrico Mayorista sea en condiciones equitativas para todos. Como ejemplo, se puede mencionar la revisión de las condiciones y aplicación de los Contratos Legados, para reflejar de una manera más precisa las condiciones de operación de las empresas de generación (p. ej. ajustar los valores de régimen térmico de las centrales dado que los establecidos en el contrato utilizaron información del periodo 2007-2014 y difieren de los valores a diferentes cargas de operación, de los diferentes modos de operación, así como del estado actual de Unidades; y reconocimiento del consumo de combustibles alternos en las centrales ante desabasto de combustible principal). En el caso de los Suministradores de Servicios Básicos diferentes a CFE, garantizar que cumplan con la normatividad respecto a la Contratación de Coberturas, Presentación de Garantías, Creación de Tarifas de operación y obtención del permiso de participante del MEM ante el CENACE; reconocimiento de los sueldos y salarios en los costos de operación de CFE ICL, dado que la nómina del personal de Distribución que hace funciones para la administración de los contratos de interconexión legados y fueron comisionados a CFE ICL, continúa reflejada en la tarifa de Distribución y no se puede procesar su reembolso ante el CENACE), y reconocimiento de CELs para las centrales de CFE.

Administración de Recursos

Recursos Humanos

Servicios personales

El cierre presupuestal del ejercicio 2018 de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), correspondiente al capítulo de Servicios Personales ascendió a 56,320 millones de pesos, mismo que se divide en 4 rubros, los cuales son: i) Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenios que forman parte del mismo, ii) Sueldos y Salarios, iii) Gasto de Seguridad Social, iv) Otras Erogaciones (Remuneraciones a personal eventual, honorarios asimilables a salarios e Incentivo de actuación).

El comportamiento que presentaron los servicios personales de 2017 a 2018 fue el que se muestra a continuación:

Servicios personales

Rubro del gasto	Cifras en millones de pesos		Variación %
	2017	2018	2017 a 2018
Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenio	32,119	33,647	4.76%
Sueldos y Salarios	13,392	13,763	2.77%
Gastos de Seguridad Social	6,099	6,316	3.55%
Otras Erogaciones	2,560	2,595	1.36%
Total	54,169	56,320	3.97%

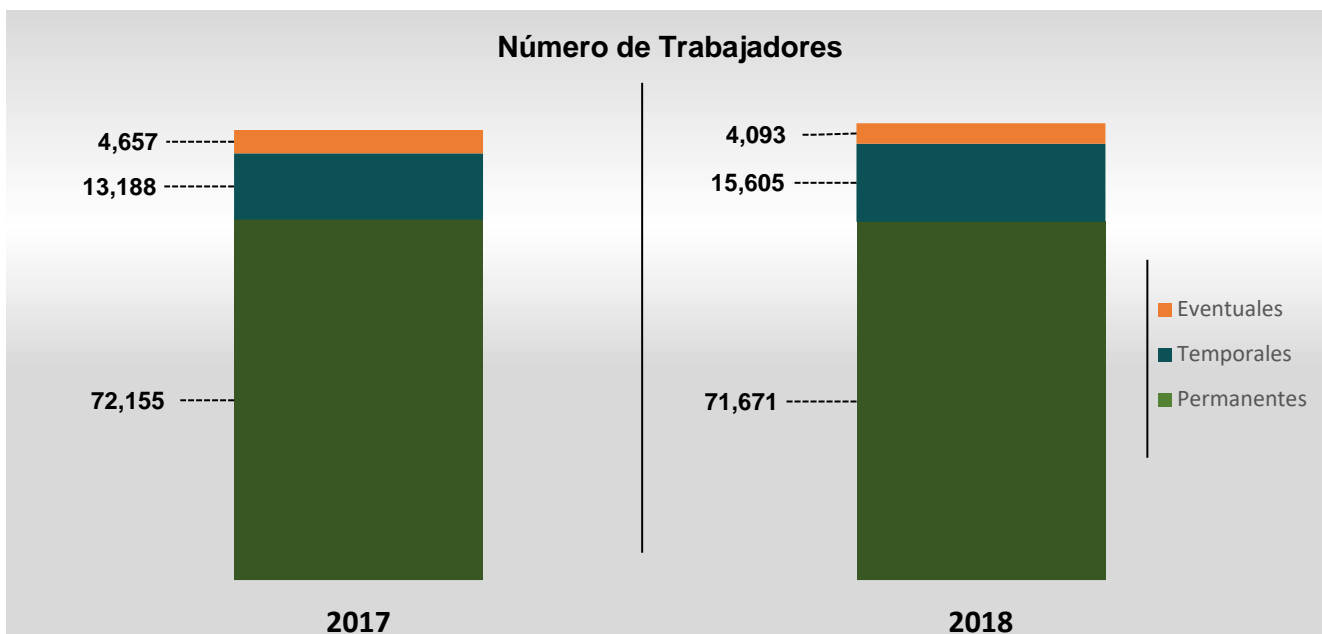
Fuente: Sistema Institucional de reporte de Información Financiera (Essbase), Comisión Federal de Electricidad, preliminar a diciembre de 2018, con cifras al 05 de febrero de 2019.

a) Plantilla de personal

La plantilla de personal de la CFE al cierre de 2018, fue de 91,369 trabajadores, integrada por: 71,671 trabajadores permanentes (78%), 15,605 temporales (17 %) y 4,093 eventuales (5 %).

Número de trabajadores				
Tipo	2017	2018	Variación (núm. de trabajadores)	Variación %
Permanentes	72,155	71,671	-484	-0.7%
Temporales	13,188	15,605	2,417	18.3%
Eventuales	4,657	4,093	-564	-12.1%
Total	90,000	91,369	1,369	1.5%

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre 2017 y diciembre 2018.



Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre 2017 y diciembre 2018.

En 2018, la plantilla presentó un incremento con respecto al año inmediato anterior de 1,369 trabajadores, la cual fue principalmente en personal temporal.

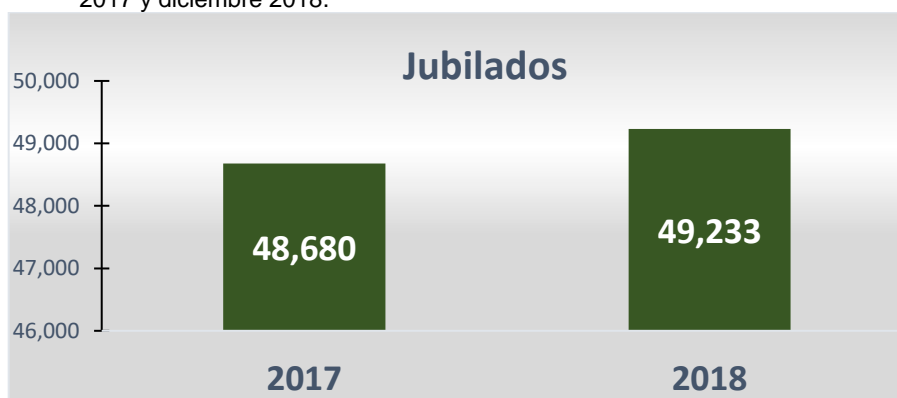
La edad y antigüedad promedio del personal que integra la plantilla actual, es de 38 años y 5 meses, y de 12 años y 5 meses, respectivamente.

b) Jubilados

De 2017 a 2018, el número de jubilados aumento de 48,680 a 49,233, lo cual representa un incremento de 553 (1.1%).

Tipo	2017	2018	Diferencia	Variación %
Jubilados	48,680	49,233	553	1.1%

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre 2017 y diciembre 2018.



Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre 2017 y diciembre 2018.

El sistema de jubilaciones de la CFE está segmentado en dos apartados, conforme a la Cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo vigente:

Apartado I.- De beneficio definido, rige a los trabajadores que ingresaron a la CFE antes del 18 de agosto de 2008.

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

El siguiente cuadro muestra la distribución de los trabajadores de la CFE de acuerdo con el régimen en que se ubican.

Distribución de los trabajadores de la CFE por régimen

Año	Personal CFE (*)	Apartado I Beneficio Definido	Apartado II CIJUBILA
2008	74,799	73,854	945
2009	75,908	69,547	6,361
2010	87,696	66,434	21,262
2011	92,312	62,661	29,651
2012	92,564	58,464	34,100
2013	91,219	54,571	36,648
2014	89,805	51,100	38,705
2015	88,359	47,962	40,397
2016	88,491	45,851	42,640
2017	85,343	41,218	44,125
2018	87,276	40,665	46,611

(*) No incluye personal eventual, dada su propia naturaleza.

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE. Diciembre 2018.

Al cierre de 2018, el 46.59% del personal se encuentra en el sistema de jubilaciones del apartado I, y 53.41% del personal está bajo el apartado II.

c) Elemento de acuerdos contractuales 2018

En el marco de la revisión integral del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana (SUTERM), acordaron el incremento salarial a los trabajadores permanentes y temporales en un 3.4% sobre sus salarios tabulados, las pensiones jubilatorias se incrementaron en un 6.77 % conforme al Índice Nacional de Precios al Consumidor del año inmediato anterior.

En cuanto a las prestaciones, se incrementó la Ayuda para Despensa en 1.5%, la Ayuda para Transporte en 2.17%, Instrucción y Bibliotecas en \$40.00 (cuarenta pesos 00/100 M.N.) anuales por cada puesto de base, Aguinaldo en dos días de salario tabulado, Fondo de Previsión en 1.5%, Fomento al Deporte en \$49.00 (cuarenta y nueve pesos 00/100 M.N.) anuales por cada trabajador de base.

Asimismo, se acordó el incremento al Fondo de la Habitación y Servicios Sociales de los Trabajadores electricistas, para quedar en \$7,600,000,000.00 (siete mil seiscientos millones de pesos 00/100 M.N.) y el Fondo Común de Préstamos, se incrementó en 4,000,000.00 (cuatro millones de pesos 00/100 M.N.)

Adicionalmente, se acordó modificar la redacción de las siguientes Cláusulas:

- Cláusula 41.- TRABAJADORES TEMPORALES, FRACCIÓN I, PÁRRAFO TERCERO. Se reduce al 20%, antes 25%, de los trabajadores temporales de sustitución, de no presentar un nuevo examen médico y el certificado de instrucción secundaria, entre otros, en la ocupación de puestos vacantes definitivas o de nueva creación.
- Cláusula 46.- SEPARACIONES, FRACCIÓN III, INCISO a). Se eliminó el pago aumentado en un 50% al trabajador que demande a la CFE, cuando el fallo sea adverso a ésta, por parte de la Autoridad Laboral competente.

Se revisó en su componente salarial el Modelo de Contrato Colectivo de Trabajo para Obra Determinada, estableciéndose el incremento en un 3.4% en los salarios contenidos en los tabuladores aplicables a los trabajadores eventuales, así como el incremento en 1.49% en la Ayuda para Transporte y el 1.20%, en la Ayuda de Despensa, además se incrementa el Aguinaldo anual en 1 día de salario diario tabulado.

Se suscribieron los Convenios CFE-SUTERM 8 y 9/2018, relativos a la creación de la Central Ciclo Combinado Empalme I perteneciente a la EPS CFE Generación VI y Central Ciclo Combinado Empalme II, perteneciente a la EPS CFE Generación IV; asimismo se convino la regularización de plazas en la Gerencia Regional de Transmisión Central.

Capacitación

El gasto en capacitación durante 2018 fue de 403 millones de pesos, 6.57% mayor que en 2017, esto como resultado de mayor gasto en los conceptos de apoyos a la formación (10.9%) y gastos de viaje por capacitación (9.86%). Se mantiene la tendencia en el gasto con respecto a 2015, de acuerdo con las medidas de austeridad implementadas en ese año.

Las variaciones en los importes utilizados en 2018, respecto a 2017 se muestran en la siguiente tabla:

Rubro del gasto	Cifras en millones de pesos		Variación
	2017	2018	%
Material didáctico	3.90	3.20	-17.9%
Gasto en Instructores internos y jubilados	59.30	64.90	9.4%
Gasto en instructores y consultores externos	90.60	87.30	-3.6%
Gastos de viaje, viáticos, alimentos, transporte e incentivos	123.60	135.80	9.9%
Apoyos a la Formación	101.40	112.50	10.9%
Total	378.70	403.60	6.6%

Fuente: Sistema Institucional de Capacitación (SIC R1), Sistema Integral de Recursos Humanos (SIRH), Presupuestos obtenido a través del Sistema Institucional de reporte de Información Financiera (Essbase). Con cifras a diciembre 2018.

Los 403 millones de pesos destinados al proceso de capacitación se distribuyeron de la siguiente manera: 17% al Corporativo, 5.3% a las Unidades de Negocio (UN) y 77.7% a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS).

El indicador de la virtualización de la capacitación es una de las herramientas que ha permitido cumplir con la formación de recursos humanos en la empresa, coadyuvando a reducir el gasto asociado. La capacitación a distancia se ha incrementado consistentemente desde 2012, este indicador era 3.42% para llegar en 2018 a 16.4%, esto es prácticamente 5 veces más en 6 años de medición.

Los programas de capacitación se enfocan principalmente a los puestos técnicos, por lo que se destinó 88% de las horas de capacitación a la formación técnica especializada, y el 12% restante a los temas transversales, de desarrollo humano y a estudios de doctorado, posgrado, licenciatura y bachillerato.

Capacitación por temática:

Tema / Año	2017	2018
Desarrollo Humano	2%	2%
Transversal	16%	9%
Técnico o especialidad	80%	88%
Estudios escolarizados*	2%	1%
Total general	100%	100%

*Incluye estudios de doctorado, posgrado, licenciatura y bachillerato.

Fuente: Sistema Institucional de Capacitación (SIC R1), con cifras a diciembre de 2018.

Para fortalecer el marco normativo de la capacitación, en 2018 se actualizaron los “Lineamientos para la Formulación e Integración del Programa Anual de Capacitación, Adiestramiento y Desarrollo Humano del Corporativo, las EPS y UN de la CFE para el año 2019”. Los Lineamientos para Operación del Programa Anual de Capacitación, Adiestramiento y Desarrollo Humano del Corporativo, de las Empresas Productivas Subsidiarias y Unidades de Negocio de la CFE, se mantienen vigentes.

Durante 2018, se comenzó la implementación de los 6 indicadores estratégicos de capacitación para la CFE y sus EPS dentro del sistema de Medición del Desempeño Empresarial (MDE), mismos que generan información para la toma de decisiones en la Alta Dirección.

Recursos Materiales

Adquisiciones

Contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios

a) Resultados generales

Durante el año 2018, la CFE realizó contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios por un monto total de 156,808 millones de pesos, de los cuales 127,436 millones de pesos corresponden a la adquisición de combustibles (81.3%), 19,362 millones de pesos a la adquisición de bienes muebles (12.3%), 110 millones de pesos al arrendamiento de bienes muebles (0.1%) y 9,900 millones de pesos a la contratación de servicios (6.3%).

Los 127,436 millones de pesos contratados en materia de combustibles se distribuyen de la siguiente forma: gas, 57,397 millones de pesos; combustóleo, 23,819 millones de pesos; carbón mineral, 36,266 millones de pesos, y diésel, 9,954 millones de pesos.

En la siguiente tabla se indica el comportamiento en la adquisición de combustibles por parte de la CFE durante el periodo 2016-2018:

Adquisición de combustibles 2016-2018

Combustible	Monto (Millones de pesos)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Gas	40,355	69,500	57,397	72%	-17%
2. Combustóleo	19,826	38,455	23,819	94%	-38%
3. Carbón mineral	15,749	20,337	36,266	29%	78%
4. Diésel	6,211	48,235	9,954	677%	-79%
5. Hexafluoruro de uranio	2,157	-	-	-	-
Total	84,298	176,527	127,436	109%	-28%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre 2018.

Por lo que se refiere a las adquisiciones de bienes muebles (excluyendo combustibles), al arrendamiento de bienes muebles y a la contratación de servicios, la siguiente tabla contiene la evolución de estas, durante el periodo 2016-2018:

Adquisiciones, arrendamientos y servicios 2016-2018

Tipo de contratación	Monto (Millones de pesos)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Adquisiciones	13,412	17,642	19,362	32%	10%
2. Arrendamientos	138	1,577	110	1,043%	-93%
3. Servicios	10,838	8,694	9,900	-20%	14%
Total	24,388	27,913	29,372	14%	5%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

Las principales contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios, durante el año 2018 fueron las que se enlistan a continuación:

Principales adquisiciones, arrendamientos y servicios 2018

Concepto	Monto (Millones de pesos)
1. Watthorímetros	3,198
2. Refacciones para maquinaria y equipo (excepto eléctrico)	2,709
3. Alambre y cable conductor	1,626
4. Servicios de aseguramiento de bienes patrimoniales	939
5. Transformadores de distribución	876
6. Refacciones para maquinaria y equipo eléctrico	835
Otros	19,189
Total	29,372

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

b) Participación de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias en las contrataciones

En la siguiente tabla se incluye la participación de la CFE y sus empresas productivas subsidiarias en las contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios (sin incluir combustibles), realizadas durante el año 2018:

Contrataciones por empresa 2018

Empresa	Monto (Millones de pesos)			
	Adquisiciones	Arrendamientos	Servicios	Total
1. CFE	8,547	34	4,718	13,299
2. CFE Transmisión	276	2	367	645
3. CFE Distribución	4,503	23	2,195	6,721
4. CFE Suministrador de Servicios Básicos	209	43	488	740

Empresa	Monto (Millones de pesos)			
	Adquisiciones	Arrendamientos	Servicios	Total
5. CFE Generación I	716	1	460	1,177
6. CFE Generación II	2,593	3	897	3,493
7. CFE Generación III	569	0	133	702
8. CFE Generación IV	1,112	1	270	1,383
9. CFE Generación V	0	0	1	1
10. CFE Generación VI	837	4	370	1,211
Total	19,362	111	9,899	29,372

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

c) Participación de la proveeduría nacional

Del total de las contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios (excluyendo combustibles) realizadas en 2018, el 96% se contrató con proveedores nacionales, mientras que el 4% restante se contrató con proveedores de origen extranjero.

En la siguiente tabla se detalla la participación de los proveedores nacionales y extranjeros en las contrataciones de la CFE, durante el periodo 2016-2018:

Origen de proveedores 2016-2018

Origen de Proveedores	Monto (Millones de pesos)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Nacionales	24,077	27,132	28,075	13%	3%
2. Extranjeros	311	781	1,297	151%	66%
Total	24,388	27,913	29,372	14%	5%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

d) Participación de micro, pequeñas y medianas empresas en las contrataciones de la CFE

Durante el año 2018, la CFE realizó contrataciones con micro, pequeñas y medianas empresas por un monto total de 15,267 millones de pesos, lo que representa un cumplimiento del 153% de la meta establecida por para ese año por la Secretaría de Economía.

A continuación, se incluyen los datos de los montos contratados por la CFE con micro, pequeñas y medianas empresas durante el periodo 2016-2018:

Contrataciones con micro, pequeñas y medianas empresas 2016-2018

Monto (Millones de pesos)			Variaciones (%)	
2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
10,854	12,663	15,267	17%	21%

Fuente: Secretaría de Economía. Diciembre de 2018.

Como se puede observar, durante el periodo 2016-2018, la CFE contrató con micro, pequeñas y medianas empresas un monto total de 38,784 millones de pesos.

e) Procedimientos de contratación

En la siguiente tabla se desglosa la cantidad de procedimientos de contratación en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios, desarrollados al amparo de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias (Disposiciones Generales) en el año 2018.

Procedimientos de contratación 2018

Procedimiento de Contratación	Cantidad	%
1. Concurso Abierto	257	3.5%
2. Concurso Abierto Simplificado	6,338	87.1%
3. Invitación Restringida	33	0.5%
4. Adjudicación Directa	645	8.9%
Total	7,273	100%

Fuente: Micrositio de Concursos. Diciembre de 2018.

El año 2018 fue el primero en el que todos los procedimientos se desarrollaron al amparo de las Disposiciones Generales propias de la CFE. En el año previo, 2017, del total de procedimientos de contratación realizados, el 37.5% correspondió a adjudicaciones directas, mientras que en el 2018, el 91.1% de las contrataciones de la CFE en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios, se realizaron a través procedimientos competitivos (90.6% concursos abiertos y 0.5% invitaciones restringidas). Las adjudicaciones directas en 2018 únicamente representaron el 8.9% del total de los procedimientos.

La disminución en la cantidad de adjudicaciones directas realizadas obedece principalmente a dos factores, el primero a que el régimen especial de contrataciones, no prevé las adjudicaciones directas por monto consideradas en el Artículo 42 de la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios del Sector Público (LAASSP); y el segundo a la desaparición de 40 Órganos Colegiados que de manera desconcentrada, se encontraban facultados para dictaminar las excepciones a la licitación pública, atribución que actualmente corresponde a un solo Órgano de manera centralizada en el Corporativo de la CFE.

Por lo que hace al monto contratado a través de los diferentes procedimientos de contratación previstos por la normatividad vigente, a continuación se detalla la evolución correspondiente al periodo 2016-2018.

Monto por procedimiento de contratación 2016-2018

Tipo de contratación	Monto (Millones de pesos)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Licitación Pública / Concurso Abierto / Concurso Abierto Simplificado	12,556	14,979	21,071	19%	41%
2. Excepciones a la Licitación Pública art. 41 LAASSP*	7,005	0	0	-100%	0%
2. Invitación a Cuando Menos Tres Personas** / Invitación Restringida	2,584	2,375	172	-8%	-93%
3. Adjudicación Directa***	2,243	10,559	8,129	371%	-23%
Total	24,388	27,913	29,372	14%	5%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

Nota*: Para el año 2016 las excepciones a la licitación pública art. 41 de la LAASSP, incluye procedimientos de invitación a cuando menos tres personas y de adjudicación directa.

Nota**: Para el año 2016 las invitaciones a cuando menos tres personas se refieren a aquellas por monto previstas por el art. 42 de la LAASSP.

Nota***: Para el año 2016 las adjudicaciones directas se refieren a aquellas por monto previstas por el art. 42 de la LAASSP.

De lo anterior se desprende que el porcentaje del monto total contratado a través de concursos abiertos ha ido incrementando de forma importante desde la entrada en vigor de las Disposiciones Generales, para alcanzar el 72% durante el año 2018, mientras que el contratado a través de excepciones a la licitación pública / concurso abierto ha disminuido en la misma proporción, de acuerdo con lo siguiente:

% excepciones a la licitación pública / concurso abierto 2016-2018

Tipo de contratación	% del Monto Total			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Licitación Pública / Concurso Abierto / Concurso Abierto Simplificado	51%	54%	72%	3%	18%
2. Excepciones a la Licitación Pública / Concurso Abierto	49%	46%	28%	-3%	-18%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

f) Desconcentración del abastecimiento

Durante el año 2018, el 39% de las contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios (excluyendo combustibles), se realizó a través de la Gerencia de Abastecimientos, mientras que el 61% restante se contrató a través de las áreas contratantes de las empresas productivas subsidiarias de la CFE.

La siguiente tabla incluye la información relativa a la desconcentración del abastecimiento en la CFE durante el periodo 2016-2018:

Desconcentración del abastecimiento 2016-2018

Tipo de contratación	%			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Concentrada	51%	46%	39%	-5%	-7%
2. Desconcentrada	49%	54%	61%	5%	7%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

g) Contrataciones consolidadas

En congruencia con la iniciativa de productividad y control de costos, durante 2018 la CFE, a través de la Gerencia de Abastecimientos, adquirió de forma consolidada 15 familias de bienes eléctricos con destino a las empresas productivas subsidiarias CFE Transmisión y CFE Distribución, por un monto total de 2,985 millones de pesos.

Para dichos procedimientos se aplicó de manera general el mecanismo de precio base de descuento, lo que permitió obtener un ahorro de 745 millones de pesos, respecto del monto originalmente presupuestado.

La siguiente tabla muestra la información general de las contrataciones consolidadas:

Contrataciones consolidadas 2018

Familia de bienes	Monto presupuestado (Millones de pesos)	Monto adjudicado (Millones de pesos)	Ahorro (Millones de pesos)
1. Cable y Alambre	209	107	102
2. Cuchillas	16	13	3
3. Bancos Capacitores Automáticos	30	21	9
4. Transformadores de Potencia	103	85	18
5. Cortacircuitos	30	28	2
6. Aisladores	21	20	1
7. Apartarrayos	11	10	1
8. Cable para Acometidas	246	240	6
9. Torres autosoportadas de acero galvanizado de 230 kv y 400 kv	19	9	10
10. Equipos Combinados de Medición	266	197	69
11. Medidores de Baja Tensión	2,357	1,973	384
12. Transformadores de Distribución	133	117	16
13. Medidores de Media Tensión	64	52	12
14. Postes de Concreto	31	27	4
15. Restauradores	194	86	108
Total	3,730	2,985	745

Fuente: Gerencia de Abastecimientos, Subgerencia de Adquisiciones. Diciembre de 2018.

h) Nivel de inventario

Durante el 2017 – 2018, se logró la disminución del 16.3% en el nivel de inventario de los almacenes de la CFE, al pasar de 18,970 millones de pesos en enero de 2017 a 16,167 millones de pesos al 31 de julio de 2018, sin embargo, durante el último trimestre de 2018 se incrementó el nivel de

inventario en 3,985 millones de pesos, para quedar en 20,910 millones de pesos al cierre de 2018, derivado de la adquisición de refacciones para la modernización de las centrales C.T. Carbón II y Pdte. Plutarco Elías Calles, así como el ingreso de materiales y equipos de la unidades de negocio Peninsular y Occidente, de CFE Distribución, para el mejoramiento de la red.

A continuación, se detalla el comportamiento mensual de los niveles de inventario durante los años 2017 y 2018, así como la variación correspondiente:

2017 Millones de Pesos												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
18,970	18,542	18,077	17,456	16,910	17,568	17,793	17,909	17,587	17,223	18,015	18,520	18,520

2018 Millones de Pesos												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
17,792	17,152	16,856	16,230	16,379	16,514	16,167	16,227	16,924	18,444	21,729	20,910	20,910

Variaciones 2017-2018 %												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
-6%	-7%	-7%	-7%	-3%	-6%	-9%	-9%	-4%	7%	21%	13%	13%

i) Homologación de códigos de materiales

Durante el año 2018, gracias a la implementación de un esquema centralizado de gobernabilidad del catálogo de materiales, se disminuyó en un 18% la cantidad de códigos de materiales creados en el sistema, para pasar de 7,812 códigos creados en el 2017, a la incorporación de sólo 6,444 códigos de materiales al sistema en el último año.

En la siguiente tabla se muestra la evolución en la gobernabilidad del catálogo de materiales durante el periodo 2016-2018:

Avance en la gobernabilidad del catálogo de materiales 2016-2018

Gobernabilidad del catálogo de materiales	Total de códigos creados			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
Cantidad de códigos creados en el sistema	148,305	7,812	6,444	-95%	-18%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre de 2018.

Parque vehicular

En materia de parque vehicular, y como consecuencia de la reducción de las tarifas de arrendamiento lograda para 2018, el ejercicio del gasto en renta de vehículos para dicho ejercicio con relación al inmediato anterior fue inferior en un monto de 543 millones de pesos que representa un ahorro del 27%, de acuerdo con lo siguiente:

Ahorro en parque vehicular (ejercicio)

Cantidad de Vehículos	Monto ejercido 2017 Millones de Pesos	Monto ejercido 2018 Millones de Pesos	Diferencia Costo Anual Millones de Pesos	Ahorro (%)
10,304	2,021	1,479	543	27%

Fuente: Subgerencia de Transportes Terrestres. Diciembre de 2018.

En resumen, es posible destacar como avances de 2018:

1. Catálogo de Descripción y Perfil de Puestos Directivos.

Durante 2018, se realizaron los trabajos de coordinación para elaborar, revisar y formalizar al 100%, las 48 cédulas de descripción y perfil de puestos directivos de las áreas contenidas en el Estatuto Orgánico de CFE, así como las cédulas correspondientes a los Directores Generales de las Empresas Productivas Subsidiarias.

2. Actualización del Manual de Organización General de CFE, Manuales Específicos de Organización y de Procedimientos.

Con base en la aprobación del Estatuto Orgánico de CFE, se actualizó el Manual de Organización General, el cual fue formalizado con fecha 25 de abril de 2018, conteniendo las funciones y estructura organizacional básica del Corporativo.

Adicionalmente, se elaboraron los manuales específicos de organización del Corporativo, alcanzando un avance del 81%. Los manuales de organización de las EPS se concluyeron al 100%.

En cuanto a los manuales de procedimientos de las áreas del Corporativo, éstos tuvieron un avance del 89%; los correspondientes a las EPS alcanzaron un avance del 85%.

3. Actualización del Inventario del patrimonio inmobiliario de la CFE.

En el ejercicio 2018, se actualizó el inventario del patrimonio inmobiliario de la CFE, separando el registro de los inmuebles que fueron transferidos a cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias por Acuerdo del Consejo de Administración, y del mismo modo las EPS designaron a sus responsables inmobiliarios, quienes en apego a los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE, tendrán a su cargo las obligaciones relativas a la administración de su respectivo inventario, de conformidad con lo dispuesto en la Ley General de Bienes Nacionales.

Con esta acción se coadyuva a fomentar la operación eficiente del sector eléctrico y permitir que la nueva organización de la CFE facilite a esta empresa productiva del Estado, y a sus EPS, participar con eficacia y de forma competitiva en la industria energética, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.

En contraparte, entre los procesos administrativos, durante 2018 quedaron pendientes como:

1. Formalización de las estructuras organizacionales del Corporativo de CFE y las EPS.

Quedaron pendientes de llevarse a cabo los convenios de las áreas que se modificaron conforme lo establecido en el Estatuto Orgánico de CFE. Se encuentran pendientes los convenios de modificación de las estructuras organizacionales y ocupacionales, conforme lo prevé la Cláusula 24 del Contrato Colectivo de Trabajo CFE-SUTERM, en los que participan los responsables de las áreas y los representantes del SUTERM.

2. Renovación del Programa de Aseguramiento Integral de CFE.

El programa de Aseguramiento Integral de CFE (PAI), generalmente se contrata anualmente mediante un Concurso Abierto Nacional; sin embargo, en el año 2018 solo fue por un periodo de seis meses, lo que derivó en ampliaciones al contrato de seguros y procedimientos adicionales; y representó un incremento en los costos de adjudicación de manera proporcional al tiempo de ampliación y una carga administrativa para las áreas involucradas.

Derivado del cambio de administración del 1° de diciembre de 2018 y con el propósito de proporcionar a la próxima administración el tiempo necesario para diseñar su propia estrategia de administración de riesgos, la Administración anterior, decidió contratar la vigencia del PAI 2018-2019 por seis meses, quedando establecida del 15 de agosto de 2018 al 15 de febrero de 2019. Cabe señalar, que la Secretaría de Hacienda y Crédito Público instruyó, mediante oficio 307-A.-1892 de fecha 29 de junio, a no iniciar procedimientos de contratación a partir del 16 de julio de 2018.

Con base en lo anterior, la Unidad de Administración de Riesgos, tenía programado el inicio de la vigencia 2019-2020 el 1 de marzo de 2019, solicitando para ello, una ampliación a la vigencia anterior por 15 días a fin de desarrollar el procedimiento adecuadamente, alineando todas las partidas a licitar del PAI a la misma fecha. Por ello, la nueva administración instruyó una ampliación por tres meses, es decir del 15 de febrero al 15 de mayo.

Términos de Estricta Separación Legal

Derivado de los Términos de la Estricta Separación Legal de la CFE (TESL) publicados por la Secretaría de Energía (SENER) el 11 de enero de 2016 y en cumplimiento a la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de la CFE, la CFE fue auditada de acuerdo a los propios TESL dentro del numeral 9.5.2 que indica “...dos años después de la entrada en vigor del presente instrumento (TESL), y posteriormente cada cuatro años, la CFE deberá sujetarse a una auditoría realizada por un auditor independiente, seleccionado por la SENER a fin de verificar el cumplimiento de dichos Términos”.

Para poder dar la atención adecuada a la auditoría de la SENER, se coordinaron los esfuerzos de las 9 empresas productivas subsidiarias, 4 empresas filiales y el corporativo de CFE para la atención de la Auditoría correspondiente:

- La SENER seleccionó a los consultores Enix, Crowe (Gossler, S.C.) y Mercados Energéticos Consultores para realizar la auditoría de cumplimiento de los TESL.
- La CFE realizó el proceso de contratación de acuerdo a la definición de la SENER.
- La auditoría inició el 2 de julio y concluyó el 30 de noviembre de 2018.
- El reporte final de la auditoría realizada indicó que CFE cumplió con lo establecido por los TESL haciendo algunas sugerencias de mejora en cuestiones de operación.

La preparación para la auditoría establecida dentro de los TESL sirvió de base para la atención de otra auditoría correspondiente a la Auditoría Superior de la Federación (ASF 518-DE) y la elaboración de los Libros Blancos de la Gestión de la Transformación 2013-2018.

a) Auditoría 518-DE “Cumplimiento de la Estricta Separación Legal” realizada por la Auditoría Superior de la Federación

El objetivo fue:

- Acreditar el cumplimiento de las disposiciones de los Términos para la Estricta Separación Legal de la CFE, la Ley de la Comisión Federal de Electricidad y la Ley de la Industria Eléctrica.

Los resultados fueron:

- Se recibieron 125 puntos de requerimientos de información que fueron atendidos en tiempo y forma por el Corporativo y las EPS y EF con el que se acreditó el cumplimiento de las diversas disposiciones oficiales.
- La ASF determinó que se cumplió con lo establecido en las diversas Leyes y Términos para realizar las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro básico.
- Se cumplió cabalmente con el establecimiento de los gobiernos corporativos y la integración de los Consejos de Administración de la CFE, sus EPS y EF.
- La ASF concluyó que en materia de Ética y Conducta institucional, la CFE cumple con lo dispuesto en la Ley de la CFE a través de la creación del Comité de Ética Corporativa (CEC), los Códigos de Ética y Conducta Institucionales, el Manual de Integración y Operación de la CEC, Línea Ética y evaluaciones periódicas de cumplimiento.
- Se obtuvieron 6 observaciones generales preliminares que fueron atendidas por el Corporativo y algunas EPS.

b) Libros Blancos de la Gestión de la Transformación 2013-2018

En cumplimiento al “Acuerdo por el que se Establecen los Lineamientos Generales para la Regulación de los Procesos de Entrega-Recepción y Rendición de Cuentas de la Administración Pública Federal” publicado en el Diario Oficial de La Federación el 24 de julio de 2017, se coordinaron todos los esfuerzos para documentar el proceso de transferencia y estricta separación legal de la CFE, mediante lo siguiente:

- 1 libro blanco de la Gestión de la Transformación de la CFE 2013-2018 en sus versiones pública e integral.
- 13 libros blancos de la Estricta Separación Legal, en dos versiones integrales y públicas, que se desprendieron principalmente del contenido del Libro Blanco de la Gestión de la Transformación de la CFE, para las siguientes empresas:
 - 1) CFE Distribución
 - 2) CFE Suministrador de Servicios Básicos
 - 3) CFE Transmisión
 - 4) CFE Generación I
 - 5) CFE Generación II
 - 6) CFE Generación III
 - 7) CFE Generación IV
 - 8) CFE Generación V
 - 9) CFE Generación VI
 - 10) CFE Calificados, S.A. de C.V (sólo versión integral)
 - 11) CFenergía, S.A. de C.V. (sólo versión integral)
 - 12) CFE International, LLC (sólo versión integral)
 - 13) CFE Intermediación de Contratos Legados, S.A. de C.V (sólo versión integral)

Bienes Muebles

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

Se realizaron 450 eventos de enajenación de bienes muebles en CFE Corporativo y sus Empresas Productivas Subsidiarias, lo que representó un ingreso en el 2018 de \$ 666.7 millones de pesos, destacando los siguientes conceptos: Combustóleo Pesado 48.6%. Desecho Ferroso 19.7%, Escorias y Cenizas 11.8%, Vehículos 5.8% y Otros Bienes 14.1%.

Conforme al cuadro siguiente se informa que para 2018 se programaron \$313.4 millones de pesos y se obtuvieron ingresos por \$666.7 millones de pesos lo que representa un incremento del 106.1%, con ello se contribuye al rubro de otros ingresos establecido en el Plan de Negocios, así como a la liberación de espacios en los almacenes, lo que permite actuar con responsabilidad ambiental.

Comparativo de las Enajenaciones de Bienes Muebles Programado vs Realizados	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1.Programa Anual de Disposición Final de Bienes Muebles de CFE	234.6	322.6	313.4	37.5	-2.8
2.Enajenación de Bienes No Útiles	314.8	323.5	666.7	2.8	106.1

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Enajenación de Bienes Muebles (UEBM) diciembre de 2018. Cifras en millones de pesos

Bienes Inmuebles

a) Programa de Enajenación

En 2018, las EPS continuaron valorando la utilidad o posibilidad de racionalización de los activos que les fueron transferidos por acuerdo del Consejo de Administración, respecto de los objetivos establecidos en sus planes de negocios, y de esta manera en dicho ejercicio se desincorporaron del régimen de dominio público de la Federación y se enajenaron 4 inmuebles con valor total de 6 millones de pesos, de los cuales provinieron: 2 de la Subdirección de Negocios No Regulados, adscrita a la Dirección Corporativa de Operaciones, 1 de CFE Distribución y 1 de CFE Generación III.

El cuadro siguiente presenta el desempeño del Programa de Enajenación de Inmuebles en términos del número de activos enajenados en los ejercicios 2016, 2017 y 2018, en donde se refleja que en 2017 se produjo una variación de -45% respecto de lo alcanzado en 2016, y en 2018 una variación de -20% respecto de lo alcanzado en 2017.

Programa	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	2017 a 2018
Enajenación de Inmuebles	9	5	4	-45	-20

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Enajenación de Bienes Inmuebles (UEBI). Cifras al 31 de diciembre de 2018.

a) Arrendamiento

Conforme a las disposiciones aplicables en materia de precios y operaciones intercompañías aprobadas por el Consejo de Administración, en 2018 el Corporativo celebró contratos de arrendamiento de inmuebles con CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Generación III, los cuales representaron un ingreso total anual de 76 millones de pesos.

A continuación se presentan los resultados del arrendamiento de inmuebles del Corporativo a las EPS, en términos del monto del arrendamiento contratado en los ejercicios 2017 y 2018, reflejándose que en 2018 se produjo una variación de -14% de lo alcanzado en 2017, obedeciendo dicha reducción a ajustes en el número de inmuebles de CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos, y a que se determinó que algunos activos inicialmente considerados en estas operaciones, realmente son de propiedad federal.

Programa	Cifras (Datos observados)		Variación (%)
	2017	2018	2017 a 2018
Arrendamiento de Inmuebles a las EPS	88	76	-14

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Enajenación de Bienes Inmuebles (UEBI) Cifras en millones de pesos al 31 de diciembre de 2018.

Programa de Aseguramiento Integral

En el ejercicio 2018, la CFE llevó a cabo el procedimiento de Concurso Abierto Nacional No. CFE-0001-CASAN-0011-2018 para la contratación de 9 pólizas integradas en 6 partidas de acuerdo a la especialización del riesgo, que conforman el “Programa de Aseguramiento Integral de la CFE, sus EPS y su Filial CFEEnergía 2018-2019” el cual se contrató para una vigencia de 6 meses.

Con el Programa de Aseguramiento Integral se da cobertura a los daños materiales, incluyendo eventos catastróficos (huracanes, sismos, entre otros) ocasionados a los bienes destinados para la prestación del servicio de energía eléctrica (centrales generadoras, líneas de transmisión y distribución, equipo electrónico, entre otros).

En 2018, el costo por el pago de primas ascendió a un importe de 54.8 Millones de Dólares (MDD), cifra menor en 55 MDD respecto al año 2014.

Como se observa en el cuadro, la evolución del costo por el pago de primas ha disminuido de 2014 a 2015 en 20 %, de 2015 a 2016 en 11.8 %, de 2016 a 2017 en 12.4 % y de 2017 a 2018 en 19.3 %. Lo anterior representa una disminución acumulada de 50.1 % de 2014 a 2018.

De manera particular, la Póliza Integral, que es la de mayor importancia por su costo y cobertura para la CFE, en el periodo de 2014 al 2018 obtuvo una reducción acumulada por un total de 48.5 MDD.

Es importante destacar que en este año, la CFE continuó con el desarrollo de la modelación física y financiera de los riesgos a los que está expuesta la infraestructura de la empresa. Esta estrategia tiene como propósito avanzar en el diseño de un esquema integral de Administración de Riesgos, lo que ha permitido una contratación más eficiente de las pólizas de aseguramiento.

Adicionalmente, la Unidad de Administración de Riesgos, conjuntamente con las Empresas Productivas Subsidiarias, ha iniciado la implementación de un plan para recuperar las indemnizaciones por siniestros de daños con algún rezago.

**Costo por el pago de primas del Programa de Aseguramiento Integral
Años 2015, 2016, 2017 y 2018**

Póliza / Resultado	Costo de adjudicación por póliza (Datos observados MDD)					Variaciones (%)				Variación acumulada (2018 respecto a 2014)	
	2014	2015	2016	2017	2018*	De 2014 a 2015	2015 a 2016	2016 a 2017	2017 a 2018	MDD	%
1. Integral	91.6	69.8	59.7	52.4	43.1	-23.8	-14.5	-12.2	-17.7	-48.5	-52.9
2. Bienes y Riesgos Diversos	5.4	5.3	5.3	5.3	5.3	-0.4	0.0	-0.9	0.5	0.0	-0.9
3. Daño Físico Central Nuclear Laguna Verde	8.1	8.1	8.2	5.8	3.4	-0.3	2.0	-29.8	-41.7	-4.7	-58.4
4. Responsabilidad Civil Central Nuclear Laguna Verde	0.7	0.7	0.7	1.3	0.8	-0.7	1.1	77.6	-42.3	0.0	2.8
5. Responsabilidad Civil por Daño no Físico	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	-3.6	-4.0	-19.9	-50.1	-0.2	-63.0
6. Seguro de Vida para Servidores Públicos	1.1	1.2	1.2	1.1	0.7	10.5	1.6	-8.9	-34.0	-0.4	-32.5
7. Marítimo y Transporte de Carga	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	-16.8	-26.7	-24.3	-43.5	-1.0	-73.9
8. Aeronaves**	0.06	0.04	0.04	NA	NA	-35.3	-0.1	NA	NA	-0.1	-100.0
9. Parque Vehicular	1.0	0.7	0.7	0.7	0.6	-29.5	-12.0	6.6	-7.2	-0.4	-38.6
10. Maquinaria Pesada Móvil	0.1	0.4	0.3	0.3	0.3	251.6	-12.0	6.6	-6.5	0.2	208.6
TOTAL	109.8	87.8	77.4	67.9	54.8	-20.0	-11.8	-12.4	-19.3	-55.0	-50.1

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Administración de Riesgos. Cifras en millones de dólares al 31 de diciembre de 2018.

*En 2018 las pólizas se contrataron para una vigencia de 6 meses.

**La póliza de Aeronaves se dejó de contratar a partir del año 2017.

Tecnologías de Información y Comunicaciones

Durante 2018, uno de los retos más importantes que enfrentó la CFE fue la diversidad y cantidad de ataques cibernéticos, tanto a nivel de virus informáticos, como ataques dirigidos a socavar la disponibilidad de los servicios a clientes. Gracias a la estrategia de ciberseguridad de la CFE, se logró contener 307 ataques dirigidos a degradar la operación de los portales de Internet (DDoS, por sus siglas en inglés Distributed Denial of Service), 246,170 ataques diversos y casi 40 millones de correos electrónicos sospechosos, con virus o spam, manteniendo a salvo tanto la infraestructura, como la información y salvaguardando los activos con que cuenta. La CFE estuvo en estrecha comunicación con la Procuraduría General de la República (PGR), dando seguimiento y atención a las notificaciones mundiales de ataques cibernéticos previsibles y amenazas informáticas.

En acompañamiento del Instituto de Investigaciones en Energía Electrónica, EPRI (Electronic Power Research Institute), la CFE en conjunto con sus empresas, inició la evaluación de herramientas, prácticas y metodologías que se utilizan para mantener segura las TICs operativas y administrativas, con el fin de mantener homologados los niveles de seguridad en todos los procesos y plataformas. Estas tareas continuarán durante 2019 para mantener permanentemente bajo vigilancia y correcta operación los sistemas de seguridad informática de la CFE.

Como parte de la estrategia de ciberseguridad se integraron los servicios de directorio de forma centralizada para gestionar los perfiles de usuarios y equipos con mayor seguridad, homologando mecanismos de accesos a sistemas, equipos e internet, mejorando la auditoría informática y mecanismos de control y remediación de fallas para 54,000 usuarios y 42,000 equipos. En 2019 se continuará la incorporación de aplicaciones y equipos a los servicios de directorio.

En materia de sistemas administrativos, se consolidó la operación del Micrositio de Concursos, el cual permite a la CFE realizar compras bajo los más altos estándares de seguridad informática. Este Micrositio durante 2018, fue revisado y examinado por las áreas de Auditoría de la CFE, verificando que todas las etapas del proceso operan con certidumbre operativa y jurídica en todos sus actos. En este mismo sistema se instrumentaron herramientas para permitir la Auditoría Continua a los procesos de adquisición en la CFE, lo cual habilitará a los auditores revisar en tiempo real cualquiera de las etapas en las que se encuentren los concursos. Todos los elementos técnicos que se implementaron en el Micrositio de Concursos permiten rastrear todas las actividades y vincular directamente a todos los participantes de un concurso público, desde funcionarios públicos hasta posibles proveedores, incluyendo las áreas auditoras. A través del Micrositio de concursos, se concluyeron 7,813 procedimientos por un monto de \$61,701,073,137.00 pesos mexicanos, participando un total de 18,105 proveedores y contratistas.

En 2018, se concluyeron los trabajos para que la CFE pueda utilizar el nuevo sistema de gestión de archivos, incluyendo una primera migración de información del sistema legado, basado en tecnología que hoy resulta obsoleta. Este nuevo sistema permitirá a la CFE dar seguimiento al ciclo de vida de los expedientes, de acuerdo a lo establecido al Archivo General de la Nación, además de generar la documentación necesaria para el soporte operativo.

La herramienta de gestión de archivos en conjunto con la gestión de documentos, permite además dar un seguimiento puntual a cada uno de los oficios, circulares y documentos electrónicos; desde su envío, recepción, atención y respuesta, lo cual también habilita a cada una de las áreas que lo utiliza para llevar un estricto control en el trámite de asuntos institucionales. En abundancia de lo anterior, la incorporación de la firma electrónica en este sistema también permite la institucionalización de la oficina sin papel, toda vez que los documentos electrónicos firmados digitalmente en esta plataforma tienen valor legal pleno, dado que se cumplen con todos los requisitos de la Ley de Firma Electrónica.

Ejemplo de lo anterior es el proceso de conformidad técnica que deben cumplir todas las áreas de la CFE para la adquisición de TICs, tanto a nivel servicios como equipamiento y refacciones, el cual integra como parte sustantiva, la firma electrónica de las áreas solicitantes, la Auditoría Interna y la Coordinación de Servicios Tecnológicos, como área técnica revisora.

El portal de la CFE se constituyó como uno de los portales más importantes del Gobierno Federal, alcanzando 40 millones de usuarios, siendo el trámite “Recibo de Luz” el más utilizado a nivel nacional, obteniendo la nominación de Trámite Estrella otorgada por la oficina de la Presidencia.

Para el cumplimiento de las obligaciones derivadas de los cambios de la Ley General de Transparencia de Acceso a la Información Pública, se crearon 17 nuevos portales con cerca de 800,000 documentos conteniendo 2 Terabytes de información.

En términos de la operación de las telecomunicaciones, durante 2018, se actualizaron los conocimientos técnicos del personal de la CFE, mediante cursos proporcionados por personal certificado de los fabricantes Avaya y Extreme Networks en las materias de comunicaciones unificadas y switches de comunicaciones. Esta capacitación habilitó al personal de la CFE con las capacidades necesarias para brindar soporte de primer y segundo nivel de atención en toda el área metropolitana para las comunicaciones unificadas y switches de comunicaciones, dejando únicamente el tercer nivel de atención a un proveedor externo elegido por licitación pública. Adicionalmente el personal adscrito al soporte técnico de telecomunicaciones también se capacitó en soporte técnico a equipo de cómputo, lo cual permite abatir costos al realizar estas tareas con capital humano propio, aprovechando al máximo las capacidades de la CFE.

Como parte de las tareas de optimización de los sistemas de comunicaciones de la CFE, se revisaron los enlaces de comunicación existentes en la empresa, ubicando aquellos que, con las capacidades crecientes de la empresa, permitieran sustituir a los contratados con proveedores externos. Esta habilitación de enlaces propios permitió una economía de cerca de 15 millones de pesos, alcanzando con creces la meta establecida en 9.3 millones a inicios de 2018.

Durante 2018 se reforzó la infraestructura eléctrica que soporta los centros de datos institucionales de México y Monterrey para aumentar su disponibilidad. Con estas acciones, se incrementan los niveles de confianza en los servicios que utiliza la CFE para su operación cotidiana.

Transformación Digital

En materia de Transformación Digital, en el Plan de Negocios 2018-2022, se establecieron como pasos clave durante 2018, la implementación de la estrategia de Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) para poder así definir las prioridades del proceso de Transformación Digital.

Por otra parte, derivado de las iniciativas detectadas durante 2017, se planteó como objetivo en 2018, realizar cambios en algunos de los procesos clave y sus respectivas acciones de modernización para reducir costos, incrementar la productividad y mejorar la experiencia del cliente.

En este sentido como primer paso se planteó en 2018 la necesidad de contar con un plan estratégico y una hoja de ruta, que permitieran la implementación de la Transformación Digital en la CFE en el corto, mediano y largo plazo y que integrara el diagnóstico de la situación actual de la infraestructura, el planteamiento de un modelo de gobierno corporativo y las iniciativas de innovación estratégicas.

En este sentido, se sostuvieron más de 160 reuniones con todas las empresas subsidiarias, filiales y unidades de negocio, así como con el Corporativo de la CFE, en donde se identificaron y se brindó

acompañamiento para su presentación. De igual manera, se crearon indicadores y reglas de operación para dar seguimiento de manera quincenal al grado de madurez de cada una de ellas.

Adicionalmente, para fortalecer y facilitar su implementación, se creó el Grupo Ejecutivo de Innovación (GEI), presidido por el Director General, un Consejero Independiente y los Directores Corporativos de Administración, Operación y Negocios Comerciales.

Derivado de estos esfuerzos, se lograron identificar 37 iniciativas de innovación que cumplían con las características anteriormente señaladas, de las cuales 15 fueron presentadas ante el GEI, y se encuentran en proceso de implementación. Estas iniciativas fueron presentadas por las empresas de: Distribución, Generación IV, Transmisión, Suministro Básico, Suministro Calificado, LAPEM y la Dirección Corporativa de Operación, y guardan el siguiente estatus al 31 de diciembre de 2018.

	CFE Distribución	CFE GenCo IV	CFE Transmisión	CFE Suministrador de Servicios Básicos			
Iniciativa	AseMed Versión 3.0	Disminución de Indisponibilidad por Falla y Decremento de la C.T. Petacalco	Gestión de Activos	Nuevo Modelo de Atención a Clientes (App CFE Contigo)	Plataforma de Contact Center (CC)*	Plataforma de Gestión de Clientes (CRM) y para la Operación de la Facturación y Cobranza (B&C)*	Plataforma de Gestión de Suministro Eléctrico (ETRM)*
Descripción breve	Extiende capacidades de AseMed V2.0, utilizando Inteligencia Artificial y datos históricos, con el fin de disminuir las pérdidas de energía en distribución, a niveles de 10% - 11% para 2018.	Disminuye la generación perdida por fallas en las unidades de generación, por medio del monitoreo y diagnóstico de equipos críticos en línea.	Implementa la estrategia de mantenimiento basado en condición, con el fin de optimizar costos de Operación y Mantenimiento de la Infraestructura de la Red Nacional de Transmisión	Implementa una plataforma móvil de servicios digitales que mejora la experiencia de nuestros clientes y la eficiencia de los procesos de atención	Implementa una solución para el centro de contacto, con el fin de mejorar la atención al cliente y alcanzar una operación más eficiente	Implementa una solución de CRM y B&C con el fin de mejorar la experiencia del cliente, la eficiencia de los procesos y agilizar los ciclos de facturación y cobranza.	Implementa una solución para la gestión de energía y riesgos, con el fin de optimizar sus procesos. Pronostica demanda y precio, ofertas de compra y venta, administra contratos, entre otras funciones.
10x	Eficacia en la Detección del 40 al 80%	Disminuir número de fallas	Ahorro del 20% en la operación y mantenimiento	Canales de interacción del cliente Imagen positiva de CFE	Costos de atención Satisfacción de los clientes	Satisfacción del cliente e ingresos por venta Tiempos de Procesamiento	Costos en la gestión del suministro eléctrico
Avances y resultados	Desarrollo al 59%	Identificados los equipos críticos	La prueba piloto arrojó un 40% de disminución en mantenimientos correctivos derivados de fallas.	<ul style="list-style-type: none"> Liberada primera versión con servicio de pago con tarjeta y consulta de saldos 750 mil usuarios registrados 215 mdp recaudados. 	<ul style="list-style-type: none"> Se elaboró caso de negocio y anexo técnico Se realizó estudio de mercado Se está gestionando con la CRE el reconocimiento del costo de inversión en la tarifa Esta pendiente la autorización del consejo de administración de CFE SSB y suficiencia presupuestal Pendiente la autorización de la cartera de inversiones 		
	12 meses, diciembre 2017	18 meses, mayo 2019	48 meses, diciembre 2021	11 meses, septiembre 2018	18 meses, diciembre 2018	60 meses, diciembre 2022	18 meses, diciembre 2018
	Conforme a programa	Tiempo	Presupuesto	Conforme a programa	Presupuesto	Presupuesto	Presupuesto

	CFE Calificados	CFE LAPEM	CFE Dirección Corporativa de Operaciones					
Iniciativa	Estrategia <i>BigData</i> para experiencia del cliente	Sistema de Monitoreo y Diagnóstico de Centrales de Ciclo Combinado	Administración de Proyectos de Mantenimiento*	Optimización Operativa del MEM*	Reportes Financieros*	Inteligencia de Negocios*	Suministro y Liquidaciones de Combustibles*	Optimización Operativa del Contrato Legado*
Descripción breve	Estrategia CX: 1. Procesos eficientes de medición; 2. Plataforma de servicio para mediciones; 3. Comunicación inte-grada con clientes; 4. Análisis Big Data.	Servicios de monitoreo remoto (en línea y tiempo real con sensores en centrales de Ciclo Combinado).	Sistema de Administración de Mantenimiento Basado en Condición (MBC).	Plataforma integral, escalable y personalizada al proceso del MEM. (Bases propias, únicas, habilitadas para analíticas y usos predictivos en tiempo real).	Sistema de información homologado para Información oportuna de liquidaciones del MEM.	Sistema de Inteligencia de Negocios con modelos analíticos (operaciones analíticas y algoritmos predictivos).	Sistema de control de suministro y liquidación de combustibles para Centrales Generadoras	Sistema de optimización para operaciones con el Contrato Legado en el MEM
10x	Mejora 20X la velocidad de análisis de datos al cliente	Mejora régimen térmico en tiempo real. Optimiza Mantenimiento BC	Mejora de la eficiencia y rentabilidad en gestión de mantenimientos	Mejora de la gestión de energía, reducción de tiempo y error humano	Mejora la rentabilidad por liquidaciones en el MEM	Mejora de la gestión de energía con mayor precisión	Mejora de la gestión y rentabilidad en combustibles	Mejora de la satisfacción del cliente
Avances y resultados	Análisis, dirigido a la DCO, de la especificación de entorno de datos requeridos. Han sido identificados los datos críticos.	Identificados los equipos críticos y desarrollos técnicos fundamentales.	En diseño y desarrollo					
	No determinado, depende de la CRE	36 meses, junio 2020	18 meses, diciembre 2019					
	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa	Conforme a programa

Una vez obtenidos los resultados anteriores, se continuaron los trabajos para la integración del Plan Estratégico y la Hoja de Ruta, así como para llevar a cabo la alineación de los resultados de la infraestructura actual, con una visión a largo plazo de las tendencias y mejores prácticas internacionales, así como de la normatividad actual y el modelo de gobierno deseado.

En este sentido, y derivado de un análisis exhaustivo, se determinó que la visión de la Transformación Digital de la CFE debería al menos contemplar los siguientes conceptos:

1.- Establecer la Transformación Digital con una visión a 10 años.

2.- Actualizar el diagnóstico del estado de la CFE en materia de Transformación Digital, considerando, al menos las siguientes dimensiones:

- Tendencias en la industria eléctrica en innovación y creatividad,
- Iniciativas clave para impulsar los negocios que se encuentran dentro del ámbito de la industria eléctrica,
- Políticas y gobernanza para: Normatividad TIC, canalizar y gobernar la innovación, gobernanza de datos, conectividad, alineación con el plan estratégico de TIC, etc.
- Aprovechamiento de tecnologías disruptivas (IoT, Big Data, Machine Learning, Inteligencia Artificial, Cómputo en la nube, Realidad Virtual, Blockchain, Realidad Aumentada, Mobile, etc.)
- Habilitadores (Capacidades humanas internas o externas, estructuras organizacionales, etc.)
- Ciberseguridad.
- Infraestructura y arquitectura tecnológica.

3.- Elaborar un Mapa de Ruta que detalle a corto (3 años), mediano (5 años) y largo plazo (10 años), incluyendo los escenarios potenciales con los que la CFE puede alcanzar la Transformación Digital.

4.- Crear un Plan de Transformación Digital para la CFE que integre los beneficios esperados tanto en términos operativos como financieros.

Se presentó la propuesta de contenido del Capítulo de Transformación Digital en el Plan de Negocios 2019-2023 de la CFE.

Finalmente, en continuación con los logros y resultados obtenidos durante 2018, se continuará con el análisis de Iniciativas clave, así como con el planteamiento de la creación de un Centro Multidisciplinario para la Transformación Digital de la CFE que permita contar con un proceso permanente de innovación y aproveche y potencialice los beneficios de las iniciativas.

Para lo anterior, se propuso un Plan de Trabajo para 2019, que dé continuidad y permita continuar con la línea de implementación de la Estrategia de Transformación Digital dentro de la CFE.

Cumplimiento de los Términos para la Estricta Separación de la CFE (TESL) en materia de Tecnologías de la Información y Comunicaciones

En 2018 se planteó como objetivo dar cumplimiento a las auditorías programadas por la Secretaría de Energía (SENER) y Auditoría Superior de la Federación, las cuales se desarrollaron sin ninguna observación o recomendación con respecto a la separación lógica de los principales sistemas y redes involucradas en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Este resultado se logró a través de los trabajos de separación lógica de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones (TIC) que iniciaron a partir de la publicación de los Términos de Separación Legal (TESL), mismos que mandatan que la información de mercado no puede ser compartida entre empresas de la CFE.

A través del Frente de Tecnología de la Oficina de Transformación, la Coordinación de Servicios Tecnológicos coordinó la separación lógica de las TIC en la CFE y sus empresas, a efecto de que las bases de datos de los sistemas informáticos y los canales de las redes de telecomunicación se configuraran y/o actualizaran mediante un esquema de separación lógica.

En este esfuerzo, se llevó a cabo la separación lógica de 63 sistemas prioritarios y se generó la normatividad correspondiente en materia de sistemas, redes y seguridad informática para garantizar su adecuada implementación y seguimiento.

Durante 2018 en conjunto con el área de Control Interno, se conformó un grupo integrado con los enlaces informáticos de las empresas de la CFE y su corporativo, con el propósito de ejecutar nuevas verificaciones internas a los trabajos de separación realizadas anteriormente.

Para dicho fin, se desarrolló una herramienta de análisis de bitácoras de los sistemas informáticos, con el propósito de que los responsables de bases de datos y sistemas informáticos auditen e identifiquen los usuarios que acceden a los sistemas de las empresas y cuenten con elementos para validar los perfiles, accesos y derechos normativos.

De igual manera, en complemento a la normatividad de la CFE en materia de TIC, se realizaron adecuaciones a las cartas responsivas que establecen las responsabilidades de los usuarios funcionales, administradores de los sistemas y programadores con respecto al buen uso y confidencialidad de la información contenida en las bases de datos y sistemas informáticos de la CFE, la cual fue validada por la Oficina del Abogado General.

Estas cartas fueron firmadas por todos los responsables de los principales sistemas que interactúan dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), dando certeza en la determinación de responsabilidades en el uso y administración de sistemas e información de la CFE y sus Empresas.

Transparencia y Rendición de cuentas

Testigos Sociales

Participación de testigos sociales en los procedimientos de contratación

La CFE, a través de la Gerencia de Abastecimientos, en cumplimiento de lo establecido en la normatividad aplicable a las contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios, contó con la participación de testigos sociales designados por el Subcomité de Testigos Sociales de la CFE, en los siguientes 12 procedimientos de contratación:

No. Procedimiento de contratación	Concepto	Testigo Social
CFE-0001-CAAAT-0008-2018	Adquisición de aditivos para combustóleo, aditivos para gases de combustión y reductores de óxidos de nitrógeno.	Academia Mexicana de Auditoría al Desempeño, A.C.
CFE-0001-CAAAA-0001-2018	Adquisición de 4,680,000 toneladas de carbón mineral térmico con destino a la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles.	Transparencia Mexicana, A.C.
CFE-0001-CAAAT-0005-2018	Adquisición de medidores de baja tensión.	ONG Contraloría Ciudadana para la Rendición de Cuentas, A.C.
CFE-0001-CAAAA-0003-2018	Adquisición de 1,170,000 toneladas de carbón mineral térmico con destino a la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles.	Transparencia Mexicana, A.C.
CFE-0001-IRAAA-0001-2018	Adquisición de 650,000 toneladas de carbón mineral térmico.	Transparencia Mexicana, A.C.
CFE-0001-CASAN-0011-2018	Contratación del Programa de Aseguramiento Integral De la CFE, sus EPS y su filial 2018-2019	Lic. Roberto Pragédís Reyna González
CFE-0001-CAAAA-0004-2018	Adquisición de 21,000,000 de toneladas de carbón mineral con las características de la cuenca de Río Escondido (carbón de diseño).	Transparencia Mexicana, A.C.
CFE-0001-CAAAA-0005-2018	Adquisición de 2,530,000 toneladas de carbón mineral térmico tipo 2 y tipo 3.	Transparencia Mexicana, A.C.
CFE-0001-CAAAT-0037-2018	Adquisición de aditivos para combustóleo, aditivos para gases de combustión y reductores de óxidos de nitrógeno. Segundo concurso	Academia de Contratación Pública de México, A.C.
CFE-0001-CAAAT-0010-2018	Adquisición de productos químicos (ácido, sosa y cloro).	Instituto Mexicano de Auditoría Técnica, A.C.
CFE-0001-CAAAA-0010-2018	Adquisición de 2,080,000 toneladas de Carbón Mineral Térmico Tipo 2 y Tipo 3 con destino a la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles. CANCELADO	Lic. Julio César Ayala López
CFE-0001-CAAAA-0011-2018	Adquisición de 2,080,000 toneladas de Carbón Mineral Térmico Tipo 2 y Tipo 3 con destino a la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles.	Lic. Julio César Ayala López

Fuente: Gerencia de Abastecimientos, Subgerencia de Adquisiciones. Diciembre de 2018.

Transparencia e Información Pública

Durante el año 2018, la Unidad de Transparencia de la Comisión Federal de Electricidad atendió 3,445 solicitudes de Información, todas dentro de los términos legales aplicables a la materia. Lo anterior representó un incremento del 13.67% con respecto al año 2017. No se omite mencionar que al ser un derecho consagrado en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos el interés de los Ciudadanos por ejercer su derecho al igual que la complejidad de las solicitudes han aumentado, aunque para este rubro no exista un indicador que nos ayude a dimensionar el compromiso y el trabajo conjunto que las diversas áreas de la Comisión Federal de Electricidad realizan.

Solicitudes de Información	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	De 2016 a 2017	2017 a 2018
1. Solicitudes recibidas	2,909	2,974	3,445	+ 2.23% (incremento)	+13.67% (incremento)

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos – Unidad de Transparencia, diciembre de 2018.

Durante el 2018, la Comisión Federal de Electricidad mantuvo su compromiso con la Transparencia reportando en tiempo y forma sus Obligaciones referentes al artículo 70 de la Ley General de Transparencia y Acceso a la Información Pública, a través de la Plataforma Nacional de Transparencia, donde acumuló 11'122,804 registros lo que se traduce en 122'350,844 datos*, reafirmando el compromiso de la CFE con los ciudadanos.

La CFE se ubicó entre los primeros 10 sujetos obligados con más solicitudes de información recibidas dentro de los 894 del ámbito federal, lo que ubica a la empresa como una institución comprometida con la transparencia.

Durante el año 2018, la Comisión Federal de Electricidad sesionó a través de su Comité de Transparencia 47 ocasiones de forma ordinaria y 29 veces de forma extraordinaria. Asimismo, atendió 126 Recursos de Revisión.

* Los Datos proporcionados son al mes de octubre de 2018, ya que la carga correspondiente al cuarto trimestre se realiza hasta el 20 de enero de 2019.

Ética Corporativa, Igualdad y Rendición de Cuentas

a) Ética Corporativa

El trabajo de la Comisión de Ética Corporativa se fortaleció con la participación del 65% del universo de líderes tanto del Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias como del SUTERM.

Con base en la colaboración del personal operativo y de la Alta Dirección de la CFE en la revisión y emisión de comentarios y aportaciones se elaboró el proyecto de actualización del *Código de Ética de la CFE, sus Unidades de Negocio, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales*, mismo que fue aprobado por el Consejo de Administración de la CFE.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2016	2017	2018	2016 a 2017	2017 a 2018
1. Capítulo de Ética Corporativa (SICLO)	89/100	90.3/100	89.1/100	1	-1.2
2. Percepción de cumplimiento del Código de Ética y apego a los valores institucionales de los líderes de CFE	91.3/100	89.7/100	88*/100	-1.6	-1.7
3. Participación del personal en actividades de formación en ética corporativa	15%	30%	50%	100%	66%
4. Sensibilización de los líderes en temas de ética	No se contabilizó	58%	65%	N/A	12%

* El resultado no es del todo comparable debido a que el universo de líderes evaluados aumentó por tercer año consecutivo de 193 en 2017 a 364 en 2018; el universo original en 2015 fue de 80 líderes evaluados.

** Fuente: DCA/Unidad de Ética Corporativa, Igualdad y Rendición de Cuentas. Febrero de 2019.

A través de Línea Ética se recibieron 34 denuncias, 16 asociadas a posibles actos contrarios a la ética corporativa y 18 relacionadas con conductas de discriminación, hostigamiento o acoso sexual. De conformidad con la normatividad vigente, fueron enviadas a la Unidad de Responsabilidades de la CFE para los efectos procedentes.

Los resultados de la Comisión de Ética Corporativa de la CFE se informaron a la Secretaría de la Función Pública, a través de la Unidad de Ética, Integridad Pública y Prevención de Conflictos de Intereses, cuya calificación otorgada a la CFE fue de 100 puntos.

Los retos para 2019 son: la alineación del marco de ética e integridad pública con base en el Plan Nacional de Desarrollo y disposiciones del gobierno federal en materia de ética e igualdad, la actualización del Código de Conducta y la eventual implementación de mejores prácticas internacionales en materia de cumplimiento y anti-corrupción.

b) Equidad de Género

Para cumplir con la Estrategia Transversal “Perspectiva de Género” del Plan Nacional de Desarrollo, en el marco del Programa de Igualdad entre Mujeres y Hombres se sensibilizó a 18,754 trabajadores en temas de igualdad de oportunidades, erradicación de la violencia y discriminación por género, también inició la operación de lactarios en seis centros de trabajo. Asimismo, los veinte centros de

trabajo certificados en la Norma Mexicana en Igualdad Laboral y No Discriminación implementaron programas para mantener la certificación.

c) Programas Federales

En el marco del Programa un Gobierno Cercano y Moderno del Plan Nacional de Desarrollo, la CFE realizó acciones que contribuyeron al cumplimiento de los programas federales de: Transparencia Focalizada, Participación Ciudadana y Blindaje Electoral.

En materia de Transparencia Focalizada: realizó la detección, actualización y publicación en el portal electrónico de información socialmente útil; en el tema de Participación Ciudadana, se actualizó el directorio de integrantes de los Consejos Consultivos Estatales. Asimismo, se publicó la Guía de apoyo para el Blindaje Electoral 2018.

Por último, la CFE cumplió en tiempo y forma con los Lineamientos Generales para la regulación de los procesos de entrega-recepción y de rendición de cuentas de la Administración Pública Federal, registrando en el sistema electrónico de la Secretaría de la Función Pública el Informe de Rendición de Cuentas 2012-2018 y los Libros Blancos.

Auditoría Interna

Resultados del Programa Anual de Trabajo 2018

La Auditoría Interna de la CFE es un órgano del Consejo de Administración, que reporta al Comité de Auditoría.

Dicha instancia programó practicar 72 auditorías en 2018, de las que al cierre de ese ejercicio concluyó 61 (84.7%) y 11 continuaban en proceso de desarrollo. De éstas, una estaba en etapa de ejecución, 9 en formulación de observaciones, y una más en elaboración de informe, conforme a lo siguiente:

AUDITORÍAS CONCLUIDAS, ÁREAS DE OPORTUNIDAD, OBSERVACIONES, MONTOS POR RECUPERAR Y POR ACLARAR, PAAI 2018

Unidad Auditada	Auditorías concluidas	Áreas de Oportunidad	Observaciones			Montos (miles de pesos)			
			Relevantes	No Relevantes	Total	Por recuperar	%	Por aclarar	%
Estructura Corporativa	7	0	18	4	22	0	0.0	1,078,650	8.5
Dirección Corporativa de Operaciones	3	0	15	2	17	0	0.0	1,065,000	8.4
Dirección Corporativa de Administración	3	0	1	2	3	0	0.0	13,650	0.1
D. C. de Ingeniería y Py de Infraest.	1	0	2	0	2	0	0.0	0	0.0
Unidades de Negocio	1	0	1	0	1	0	0.0	0	0.0
CFE Telecom	1	0	1	0	1	0	0.0	0	0.0
Empresas Productivas Subsidiarias	42	36	132	88	220	59,712	100.0	10,787,720	84.8
CFE Generación I	5	0	21	15	36	0	0.0	0	0.0
CFE Generación II	5	0	4	24	28	28,526	47.8	4,772,714	37.5
CFE Generación III	4	0	8	11	19	30,918	51.8	176,567	1.4
CFE Generación IV	5	0	18	1	19	23	n.s.	1,344,869	10.6
CFE Generación V	2	0	2	2	4	0	0.0	0	0.0
CFE Generación VI	4	26	5	7	12	0	0.0	744,576	5.9
CFE Transmisión	4	10	0	12	12	0	0.0	21,939	0.2
CFE Distribución	9	0	27	16	43	245	0.4	989,239	7.8
CFE Suminist de Servicios Básicos	4	0	47	0	47	0	0.0	2,737,816	21.5
Empresas Filiales	5	0	10	1	11	0	0.0	857,000	6.7
CFE Calificados S.A. de C.V.	3	0	6	0	6	0	0.0	0	0.0
CFEnergía S.A. de C.V.	2	0	4	1	5	0	0.0	857,000	6.7
Transversal	6	36	12	4	16	0	0.0	0	0.0
Total	61	72	173	97	270	59,712	100.0	12,723,370	100.0

Fuente: Sistema Administrativo de la Auditoría Interna

Evaluación por parte del Consejo de Administración

Informe que presenta el Consejo de Administración sobre los programas de la CFE durante 2018

Introducción

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad prevé que el Director General presente un informe anual sobre la situación que guarda la empresa. De acuerdo con el artículo 116, fracción V, el informe deberá contener “la evaluación del Consejo de Administración sobre la ejecución de programas anuales de la Comisión Federal de Electricidad”. En este documento se analizan los siguientes programas y estrategias de la Comisión Federal de Electricidad:

- Programa Operativo Anual
- Programa Presupuestal 2018
- Programa Financiero Anual
- Plan de Negocios 2018-2022

En cada una de las secciones se analizan los datos de los programas anteriores y se mencionan los principales resultados, así como su relación con la planeación aprobada en la vigésimo segunda sesión ordinaria del Consejo de Administración llevada a cabo el 14 de diciembre de 2017.

Programa Operativo Anual

El Programa Operativo Anual (POA) 2018, alineado con el Plan de Negocios 2018 – 2022 de la CFE, da seguimiento a 143 Métricas (101 indicadores y 42 iniciativas de proyecto) donde establece y mantiene actualizada una estrategia técnica operativa de carácter general para monitorear el desempeño mensual de las EPS, EF y UN.

Del total de métricas, en 51 se encontraron incumplimientos a la meta establecida, 11 están dentro de un margen de desviación menor al 5 por ciento respecto de la meta y 79 estuvieron en línea con la meta establecida.

A continuación, se muestra un resumen por área de negocio del cumplimiento de los indicadores que conforman el POA:

Tabla 1 Resumen de indicadores del POA 2018

EPS / Unidad de Negocio	Métricas				Total métricas
	Cumplen	En margen	No cumplen	Sin medición	Suma
	Indicadores /Proyectos	Indicadores /Proyectos	Indicadores /Proyectos	Indicador/ Proyectos	
Generación Integrado	4	2	7	0	13
Generación I	5	2	6	0	13
Generación II	5	2	6	0	13
Generación III	8	1	4	0	13
Generación IV	5	0	8	0	13
Generación V	5	0	0	1	6
Generación VI	7	1	5	0	13
UN Generación Nucleoeléctrica	8	0	1	0	9
Transmisión	10	0	0	0	10
Distribución	15	2	4	0	21
Suministro Básico	5	1	4	1	11
EF Interconexión de Contratos Legados	2	0	4	0	6
UN Gasoductos	0	0	2	0	2
Total	79	11	51	21	143

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Dentro del Consejo de Administración se da un seguimiento puntual y a detalle a ocho indicadores estratégicos, que monitorean el desempeño de las empresas de Generación, Transmisión, Distribución y Suministro Básico, así como a ocho proyectos de las empresas de Generación, Transmisión, Distribución, Suministro Básico y Generación Nuclear. Éstos reflejan de manera general el desempeño de los procesos sustantivos de la empresa en las distintas etapas de la cadena de valor. En la siguiente

tabla se puede ver un desglose de estas métricas y su resultado respecto a la meta planteada por el Consejo de Administración.

Tabla 2 Indicadores estratégicos del Consejo de Administración

PROCESO	INDICADOR	META DICIEMBRE 2018	RESULTADO DICIEMBRE 2018	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS
Generación Integrado	Disponibilidad de Energía Ofertada a Mercado (%)	70.78	72.90	102%	<ul style="list-style-type: none"> No entrada en operación de Centrales Mantenimientos diferidos y cancelados. Restricción de gas. Falla y decremento
	Energía Neta de Energía Eléctrica (GWh)	165,427	151,408	91%	
Transmisión	SAIDI (min/cliente)	2.94	4.11	128%	
	SAIFI (Num/cliente)	0.196	0.079	160%	
Distribución	SAIDI (min/cliente)	28.386	26.981	105%	<ul style="list-style-type: none"> Incremento en pérdidas técnicas (calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores) por 453 GWh por el incremento de la energía recibida de un 2.9%.
	Pérdidas de energía (incluye Alta Tensión) (%)	10.49	11.21	93%	
Suministro básico	Satisfacción de Clientes (%)	91.88	92.11	100%	<ul style="list-style-type: none"> Problemáticas de la cultura de no pago en algunos estados del país, como son, Tabasco, Chiapas, Estado de México y Ciudad de México, así como la problemática agrícola en Chihuahua, Coahuila, Durango y Guanajuato.
	Cartera Vencida (MDP)	39,306	47,583	79%	

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones

Es importante destacar el tema de cartera vencida. Este indicador tuvo un incremento de 5,512 millones de pesos respecto al resultado al cierre de 2017. La separación funcional y operativa de la CFE implicó un rezago más en la cobranza de la nueva empresa de Suministro Básico respecto a diciembre 2017. En cuanto al no pago, el 80 por ciento de la cartera en esta situación se concentra en cinco estados: Estado de México, Tabasco, Ciudad de México, Chiapas y Guanajuato.

Tabla 3 Proyectos estratégicos del Consejo de Administración

PROCESO	INDICADOR	META DICIEMBRE 2018	RESULTADO DICIEMBRE 2018	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS
Generación Integrado	1.- Retiro Programado de Capacidad Instalada (MW)	1,407.32	650.60	46%	<ul style="list-style-type: none"> No se retiró capacidad ante la no entrada en operación de Centrales Mantenimientos diferidos y cancelados por falta de presupuesto.
	2.- Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Termoeléctricas) (Núm)	178	126	71%	
Generación Nuclear	3. Reducción de Dosis Colectiva (Rem-P)	113.35	145.98	71%	<ul style="list-style-type: none"> Reparación de fuga y del sistema de limpieza, mantenimiento.
Transmisión	4. Avance de los Proyectos Instruidos (%)	100	100	100%	
Distribución	5. Desarrollo de la Unidad Central Maestra (%)	80	80	100%	
	6. ASEMED 3.0 Asertividad (%)	100	100	100%	<ul style="list-style-type: none"> Incremento en pérdidas técnicas (calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores) por 453 GWh por el incremento de la energía recibida de un 2.9%.
Suministro básico	7. Estructurar el Sistema de Cobranza Centralizada	100	99%	99%	<ul style="list-style-type: none"> Atención de cambios por cancelación de facturas en SAT. Incidencia por revocación de certificado.
	8. Modernización de los Sistemas Comerciales	100	0	0%	<ul style="list-style-type: none"> Falta de presupuesto

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones

Programa Presupuestal 2018

Ejercicio presupuestal 2018 y sus adecuaciones

Para el ejercicio presupuestal 2018, el Consejo de Administración aprobó (Acuerdo CA-053/2017) una estimación de ingresos propios para la Comisión Federal de Electricidad por 380 mil 78 millones de pesos y un gasto programable de 387 mil 589 millones de pesos. Estos montos fueron ratificados por el Congreso de la Unión durante el proceso que correspondió a la aprobación del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018.

Al cierre del año, la empresa reportó ingresos propios por 408 mil 835 millones de pesos, es decir, 7.4 por ciento más de los aprobados. Este incremento se debe, principalmente, a un aumento en las ventas de energía eléctrica previstas en el año y a una mayor venta de combustibles a terceros. En cuanto al gasto programable, en el PEF se aprobó un total de 387 mil 588 millones de pesos; sin embargo, al cierre del año se observa un gasto total de 446 mil 216 millones de pesos, es decir, 15.1 por ciento mayor. Lo anterior se debe a un aumento en 22.5 por ciento en el gasto de combustibles destinados para la generación eléctrica. Éste ocurrió por un alza en los precios, fluctuaciones cambiarias y la sustitución de gas natural por combustibles más caros, debido a las restricciones de oferta de gas. En los montos destinados a la inversión física, se puede observar que se aprobó un total de 43 mil 486 millones de pesos; sin embargo, el ejercicio se cerró en 37 mil 201 millones de pesos, es decir, 14.5 por ciento menos que lo programado.

Tabla 4 Presupuesto Flujo de Efectivo 2016-2018 (millones de pesos)

Concepto	Ejercido		Aprobado 2018	Ejercido 2018	Variaciones Absolutas			Variaciones Relativas %		
	2016	2017			(5)=(4-3)	(6)=(4-2)	(7)=(4-1)	(8)=(4/3)	(9)=(4/2)	(10)=(4/1)
	(1)	(2)								
Ingresos Propios	464,338.7	357,884.3	380,785.0	408,835.7	28,050.7	50,951.4	55,503.0	7.4	9.0	21.3
Ventas de Servicios	295,210.6	349,879.4	366,843.0	375,247.4	8,404.4	25,368.0	80,036.9	2.3	2.3	13.6
Ingresos Diversos	169,128.1	8,004.8	13,942.0	33,588.3	19,646.3	25,583.4	135,539.9	140.9	n.a.	82.3
Gasto Programable	317,250.7	369,392.0	387,588.9	446,216.1	58,627.1	76,824.1	128,965.4	15.1	15.2	25.7
Gasto Corriente	250,515.6	306,924.4	304,629.4	370,889.7	66,260.3	63,965.3	120,374.1	21.8	15.3	32.3
Servicios Personales	52,689.2	54,168.9	56,788.3	56,320.1	468.2	2,151.2	3,630.8	0.8	0.8	4.5
Materiales y Suministros	102,916.2	147,928.7	136,526.4	198,266.2	61,739.7	50,337.5	95,349.9	45.2	27.9	72.1
Combustibles para la generación de Electricidad	87,201.4	130,074.9	121,904.1	167,010.9	45,106.8	36,936.0	79,809.5	37.0	22.5	71.1
Otros	15,714.8	17,853.7	14,622.3	31,255.3	16,632.9	13,401.5	15,540.5	113.8	67.0	77.7
Servicios Generales	26,486.6	23,533.1	26,813.4	27,798.6	985.2	4,265.4	1,312.0	3.7	12.7	6.2
Pagos relativos a Pidiregas	67,516.1	80,521.1	84,007.4	87,477.7	3,470.3	6,956.6	19,961.6	4.1	3.6	15.8
Cargos fijos	27,540.6	27,010.1	28,650.7	27,608.8	1,041.9	598.7	68.2	3.6	2.5	10.4
Cargos variables	39,975.5	53,511.0	55,356.6	59,868.9	4,512.2	6,357.8	19,893.4	8.2	6.7	33.8
Otras Erogaciones	907.5	772.6	494.0	1,027.2	533.3	254.6	119.8	108.0	26.8	1.1
Pensiones y jubilaciones	35,128.2	36,113.6	38,698.1	39,534.3	836.2	3,420.7	4,406.2	2.2	4.4	0.5

Concepto	Ejercido		Aprobado 2018	Ejercido 2018	Variaciones Absolutas			Variaciones Relativas %		
	2016	2017			(5)=(4-3)	(6)=(4-2)	(7)=(4-1)	(8)=(4/3)	(9)=(4/2)	(10)=(4/1)
	(1)	(2)								
Inversión Física	35,146.3	27,230.8	43,486.9	37,201.1	6,285.8	9,970.3	2,054.8	14.5	30.3	5.4
Pago de Pidiregas	16,396.8	13,115.1	23,431.4	19,919.6	3,511.8	6,804.5	3,522.9	15.0	44.9	8.5
Inversión	18,749.6	14,115.7	20,055.5	17,281.5	2,774.0	3,165.8	1,468.1	13.8	16.8	17.7
Inversión Financiera	30.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.1	30.0	n.a.	100.0	100.0
Operaciones Ajenas	3,569.4	877.0	774.5	1,409.1	2,183.6	532.1	2,160.4	n.a.	53.3	64.7
Balance de Operación	147,088.0	11,507.7	6,803.9	37,380.4	30,576.4	25,872.6	184,468.3	n.a.	n.a.	122.7
Transferencias del Gobierno Federal	30,000.0	65,914.8	50,179.0	81,405.3	31,226.3	15,490.5	51,405.3	62.2	17.8	142.4
Balance Primario	177,088.0	54,407.1	43,375.1	44,024.9	649.9	10,382.1	133,063.0	1.5	22.8	77.8
Costo Financiero Neto	15,984.6	22,149.1	25,375.0	25,885.9	510.9	3,736.8	9,901.3	2.0	11.5	44.7
Balance Financiero	161,103.4	32,258.0	18,000.1	18,139.1	139.0	14,118.9	142,964.3	0.8	46.4	89.9
Endeudamiento Neto	5,398.5	1,663.2	9,750.0	7,679.2	2,070.8	6,016.0	2,280.8	21.2	n.a.	27.1
Variación de Disponibilidades (Aumento)	5,421.6	33,921.2	27,750.1	25,818.3	1,931.7	8,102.9	140,683.5	7.0	27.4	n.a.
Inicial	35,588.4	41,010.0	43,414.3	74,931.2	31,516.8	33,921.2	39,342.8	72.6	74.3	88.1
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.	n.a.
Final	41,010.0	74,931.2	71,164.4	100,749.5	29,585.1	25,818.3	101,340.7	41.6	28.3	119.5

Fuente: Subdirección de Operación Financiera.

Incluye Operaciones Ajenas y Mercado Eléctrico Mayorista (Neto). Excluye operaciones intercompañías en 2017 y 2018, así como 161,080.2 mdp de la disponibilidad inicial observada por la asunción del pasivo laboral en 2016.

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

- El balance financiero al cierre ascendió a 18 mil 139 millones de pesos, prácticamente en línea con lo aprobado. Sin embargo, hay que notar que la CFE recibió aproximadamente 31 mil 226 millones de transferencia adicional por parte del Gobierno Federal. Este incremento está sustentado en el artículo 19, fracción I, párrafo segundo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria que establece: “Las erogaciones adicionales

necesarias para cubrir los incrementos en los apoyos a tarifas eléctricas a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica, con respecto a las estimaciones aprobadas en el Presupuesto de Egresos, procederán como ampliaciones automáticas con cargo a los ingresos excedentes a que se refiere esta fracción. Dichas ampliaciones únicamente aplicarán por el incremento en apoyos que esté asociado a mayores costos de combustibles.”

- El Consejo de Administración ha recomendado a la CFE que se apegue al cumplimiento de la meta de balance aprobada.
- En el caso de los gastos en servicios personales, el Congreso autorizó un techo de 56 mil 788 millones de pesos. Al cierre, el gasto en este rubro fue de 56 mil 320 millones de pesos, es decir, en línea con lo programado. Lo anterior refleja los esfuerzos de la administración por reducir los gastos de la empresa.
- El presupuesto para inversión física autorizado fue de 43 mil 486 millones de pesos, no obstante, se ejercieron únicamente 37 mil 201 millones de pesos. De este monto, poco más de la mitad –19 mil 919 millones de pesos– representó inversiones en proyectos PIDIREGAs.

Programa Financiero Anual 2018

El 14 de diciembre de 2017, el Consejo de Administración aprobó, junto con el Plan de Negocios 2018-2022, el Programa Financiero Anual 2018. En la siguiente tabla se muestra el comparativo entre los dos escenarios financieros para 2018 y los resultados obtenidos en el año:

Tabla 5 Plan financiero 2018 vs Estados de resultados

CIFRAS EN MILES DE PESOS	PROGRAMA FINANCIERO ANUAL 2018	ESTADO DE RESULTADOS 2018
INGRESOS TOTALES	450,374,453	545,349,061
COSTOS OPERATIVOS TOTALES	450,284,885	513,787,058
RESULTADO DE OPERACIÓN	89,567	31,562,003
COSTO DE FINANCIAMIENTO NETO	38,571,280	31,762,503
RESULTADO NETO	(38,605,260)	26,261,508

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas. Abril 2019.
Nota: Las cifras presentadas en el Estado de Resultados corresponden a las preliminares presentadas al Consejo de Administración. En la determinación del resultado neto se incluyó el impuesto a la utilidad neto de 26,462,008 a favor.

El balance del Plan Financiero Anual 2018 resulta alentador. De acuerdo con el estado de resultados de la empresa, se obtuvieron mayores ingresos de los proyectados y el costo financiero de la empresa fue 18 por ciento menor al programado. El aumento en costos fue proporcionalmente menor al aumento en ingresos.

Al cierre de 2018, la empresa reflejó un resultado neto positivo de 26 mil 261 millones de pesos, una reducción importante comparado con los resultados de 2017 y por debajo de la meta del Plan de Negocios 2018-2022. La disminución del resultado neto está relacionada con mayores costos de energía y otros combustibles, los cuales se incrementaron en 33 por ciento comparado con el año anterior y 43 por ciento por encima de lo pronosticado en el Plan de Negocios. Las mejoras en ingresos se ven impactadas por mayores ingresos por la venta de combustibles a terceros por 59.5 mil millones de pesos, sin embargo, si se consideran los costos de los energéticos y otros combustibles a terceros

por 50.9 mil millones de pesos, el margen es de 8.6 mil millones de pesos. Cabe mencionar que, sin importar la transferencia adicional de 31.2 mil millones de pesos del Gobierno Federal, el resultado neto de la CFE seguiría siendo positivo. En este sentido, si se toma en consideración la trayectoria de la empresa durante los últimos cuatro años, se puede afirmar que la CFE se encuentra en una tendencia de mejora y fortalecimiento de su posición financiera.

Plan de Negocios 2018-2022

Entre los principales avances del Plan de Negocios 2018-2022 se encuentran los siguientes:

- El Programa de Productividad y Control de Costos (Programa PCC), establecido en 2017, se ha enfocado en definir e implementar la estructura y cadencia del control de costos, actualmente ya representa ahorros de más de \$3.4 MMDP. El Corporativo estableció como meta la reducción de los costos operativos anuales de la CFE de \$9.8 MMDP en 2018 y de \$23.7 MMDP para 2022.
- Este fue el primer año en el que la CFE operó tras haber ejecutado la primera parte de su reestructura interna, misma que ya opera a través de Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, incluyendo también los principales elementos que regulan sus interacciones.
- En materia de fondeo y capitalización, la CFE ha utilizado nuevos mecanismos, particularmente el lanzamiento de la Fibra E para las inversiones en CFE Transmisión y se puede buscar complementar los esquemas actuales para financiar los proyectos de Generación. Hacia adelante, se abre también la posibilidad de alianzas y coinversiones con terceros.
- La nueva estructura, con EPS distintas a lo largo de la cadena de valor, permite un mayor enfoque y al mismo tiempo agiliza la toma de decisiones. Adicionalmente, la posibilidad de perseguir nuevas oportunidades en negocios no regulados ha permitido que la CFE incursione en el negocio de suministro calificado, comercialización de insumos y transporte a través de la capacidad que tiene contratada en gasoductos. En ambos casos, los resultados han sido positivos, posicionando a las empresas filiales CFE Calificados y CFEEnergía como líderes en sus respectivos mercados.

- Se implementó la Matriz de Riesgos Estratégicos propuestos de la CFE, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales que da seguimiento a 10 riesgos puntuales.
- Se inició la implementación del programa de Transformación Digital para la empresa que inició con un diagnóstico que incluyó la identificación y análisis de todos los sistemas y aplicaciones de la CFE, identificando los puntos críticos y su lugar en la cadena de valor. El Grupo Ejecutivo de Innovación presentó ocho iniciativas para mejorar la experiencia del cliente, reducir los costos, aumentar la productividad y desarrollar nuevas capacidades a través de automatizar y digitalizar muchos de los procesos clave.
- Si bien existen avances importantes en la mayoría de las acciones planteadas en el Plan de Negocios 2018-2022, también existen rezagos que se deben atender. Es necesario resolver los retrasos en la puesta en operación de la red de gasoductos y optimizar la plantilla laboral.
- En materia regulatoria quedan pendientes las Disposiciones Administrativas de Carácter General para las tarifas para transmisión, distribución, operación del suministro básico; la redefinición del mecanismo tarifario de la CRE para los usuarios finales del suministro básico; y el pleno arranque de los mercados de Certificados de Energía Limpia (CEL) y el de Derechos Financieros de Transmisión (DFT).

Conclusiones de la Evaluación del Consejo

Al cierre de 2018 se deben reconocer los avances de la administración de la empresa en los distintos rubros mencionados, sobre todo porque fue un año de consolidar la reestructura interna mandatada para la CFE. Sin embargo, los resultados financieros y presupuestales dejan claro que se requiere continuar con el esfuerzo de mejorar la eficiencia de la empresa. En este sentido, se deben vigilar los costos de los combustibles y promover el desarrollo de infraestructura competitiva para garantizar el acceso a gas natural, dos temas que afectaron el desempeño financiero de la empresa. A su vez, es necesario mantener los esfuerzos para lograr un cambio de cultura laboral y de visión empresarial que sean acordes al mandato de ley que tiene la empresa a partir de la reforma energética: generar valor y rentabilidad para el Estado Mexicano.

A partir de 2017, la empresa ha estado efectivamente separada en distintas empresas subsidiarias y filiales con un Consejo de Administración propio y que operan de manera independiente. En 2018 se trabajó en el fortalecimiento del gobierno corporativo de las mismas. En el Consejo de Administración se ha enfatizado la necesidad de que la empresa tenga una nueva visión en cuanto al desarrollo del talento del personal y la implementación de planes de sucesión, para dar continuidad a la empresa. En ambos aspectos se han presentado avances que faltan consolidarse en los siguientes años.

Finalmente, la empresa debe establecer indicadores de desempeño para dar seguimiento puntual a las metas establecidas en el Plan de Negocios, incluyendo métricas en materia financiera, proyectos de inversión y reducción de costos. Con lo anterior, el Consejo de Administración contará con mejores herramientas para dar seguimiento al desempeño global de la CFE. Esas mismas herramientas se deben tener a nivel subsidiarias y filiales para fortalecer el gobierno corporativo de todo el grupo de empresas.

Anexos

Principales criterios de información contable y financiera

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

a) Bases de consolidación

Las subsidiarias son entidades controladas por el Grupo. El Grupo controla una entidad cuando está expuesto, o tiene un derecho, a rendimientos variables procedentes de su implicación en la inversión y tiene la capacidad de influir en esos rendimientos a través de su poder sobre esta. Los estados financieros de las subsidiarias son incluidos en los estados financieros consolidados desde la fecha en que comienza el control hasta la fecha de término de éste.

Los estados financieros consolidados incluyen las cifras de la CFE y EPS, empresas filiales y Fideicomisos sobre los que se ejerce control.

b) Transacciones eliminadas en la consolidación

Los saldos y transacciones intercompañía y cualquier ingreso o gasto no realizado que surja de transacciones intercompañía grupales, son eliminados. Las ganancias no realizadas provenientes de transacciones con sociedades cuya inversión es reconocida según el método de la participación son eliminadas de la inversión en proporción de la participación del Grupo en la inversión. Las pérdidas no realizadas son eliminadas de la misma forma que las ganancias no realizadas, pero solo en la medida que no haya evidencia de deterioro.

c) Participaciones no controladoras

Las participaciones no controladoras se miden inicialmente a la participación proporcional de los activos netos identificables de la adquirida a la fecha de adquisición.

Los cambios en la participación de Grupo en una subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

d) Operaciones en moneda extranjera

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades del Grupo en las fechas en que se realizan las transacciones. Los activos y pasivos monetarios denominados en monedas extranjeras a la fecha de balance son convertidos a la moneda funcional a la tasa de cambio de esa fecha. Los activos y pasivos no monetarios que son reconocidos al valor razonable en una moneda extranjera, son convertidos a la moneda funcional al tipo cambio a la fecha en que se determinó el valor razonable. Las partidas no monetarias que se reconocen al costo histórico, se convierten utilizando el tipo de cambio en la fecha de la transacción. Las diferencias en conversión de moneda extranjera generalmente se reconocen en resultados.

Las diferencias en moneda extranjera surgidas de la conversión de las siguientes partidas se reconocen en otros resultados integrales.

Coberturas de flujo de efectivo calificadas siempre que la cobertura sea eficaz.

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

Los estados financieros de operaciones extranjeras se convierten a la moneda de informe, identificando inicialmente si la moneda funcional y la de registro de la operación extranjera son diferentes y, posteriormente, se realiza la conversión de la moneda funcional a la de informe, utilizando para ello el tipo de cambio histórico y/o el tipo de cambio de cierre del ejercicio.

e) Efectivo y equivalentes de efectivo

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

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

f) Instrumentos Financieros

La NIIF 9 Instrumentos Financieros establece los requerimientos para el reconocimiento y la medición de los activos financieros, los pasivos financieros y algunos contratos de compra o venta de partidas no financieras. Esta norma reemplazó la NIC 39 Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición.

i. Reconocimiento y medición inicial

Las cuentas por cobrar se reconocen cuando estas se originan. Todos los otros activos financieros y pasivos financieros se reconocen inicialmente cuando el Grupo se hace parte de las disposiciones contractuales.

Un activo financiero (a menos que sea una cuenta por cobrar sin un componente de financiamiento significativo) o pasivo financiero se mide inicialmente al valor razonable más, en el caso de una partida no medida al valor razonable con cambios en resultados, los costos de transacción directamente atribuibles a su adquisición o emisión. Una cuenta por cobrar sin un componente de financiación significativo se mide inicialmente al precio de la transacción.

ii. Clasificación y medición posterior - Activos financieros

Acorde a la Norma NIIF 9 la clasificación y medición para los activos financieros que refleja el modelo de negocios en el que los activos son gestionados y sus características de flujo de efectivo. Los activos financieros se clasifican de la siguiente manera: instrumentos financieros medidos al costo amortizado, al valor razonable con cambios en otro resultado integral (VRCORI), y al valor razonable con cambios en resultados (VRCR). Debido a la adopción de la NIIF 9, se han eliminado las categorías existentes de mantenidos hasta el vencimiento, préstamos y partidas por cobrar y disponibles para la venta, categorías aplicables bajo la NIC 39.

Instrumentos financieros derivados incorporados en contratos en los que el principal es un activo financiero dentro del alcance de la norma por lo que nunca se bifurcan. En cambio, se evalúa la clasificación del instrumento financiero híbrido tomado como un todo.

iii. Baja en cuentas

Activos financieros

El Grupo da de baja en cuentas un activo financiero cuando expiran los derechos contractuales sobre los flujos de efectivo del activo financiero, o cuando transfiere los derechos a recibir los flujos de efectivo contractuales en una transacción en la que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios de la propiedad del activo financiero; o no transfiere ni retiene sustancialmente todos los riesgos y beneficios relacionados con la propiedad y no retiene el control sobre los activos transferidos

Pasivos financieros

El Grupo da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. El Grupo también da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando se modifican sus condiciones y los flujos de efectivo del pasivo son modificados sustancialmente. En este caso se reconoce un nuevo pasivo financiero con base en las condiciones nuevas al valor razonable.

En el momento de la baja en cuentas de un pasivo financiero la diferencia entre el importe en libros del pasivo financiero extinto y contraprestación pagada (incluido los activos que no son efectivo transferido o los pasivos asumidos) se reconoce en resultados.

iv. Compensación

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

v. Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

Los instrumentos financieros derivados se reconocen a su valor razonable en los estados de situación financiera. El valor razonable de los instrumentos financieros derivados contratados se determina mediante técnicas de valuación comúnmente aceptados. Acorde con la estrategia de riesgos celebramos contratos de instrumentos financieros derivados para mitigar la exposición cambiaria y de tasas de interés, a través de la contratación de swaps de tasa de interés, Cross currency swap y forwards de moneda extranjera.

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

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

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

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

a) Valor razonable de los instrumentos financieros.

El Grupo mantiene instrumentos financieros derivados para cubrir la exposición de riesgo en moneda extranjera y tasa de interés. Los derivados implícitos son separados del contrato principal y registrado de forma separada si el contrato principal no es un activo financiero y se cumplen ciertos criterios.

Los derivados se miden inicialmente al valor razonable. Después del reconocimiento inicial, los instrumentos financieros derivados son valorizados al valor razonable, y sus cambios generalmente se reconocen en resultados.

El Grupo designa ciertos derivados como instrumentos de cobertura para cubrir la variabilidad en los flujos de efectivo asociados con transacciones previstas altamente probables derivados de cambios en tasas de cambio y tasas de interés y ciertos pasivos financieros derivados y no derivados como coberturas del riesgo de moneda extranjera en una inversión neta en una operación en el extranjero.

Al inicio de relaciones de cobertura designadas, el Grupo documenta el objetivo y estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura. El Grupo también documenta la relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura, incluyendo si se espera que los cambios en los flujos de efectivo de la partida cubierta y el instrumento de cobertura se compensen entre sí.

b) Coberturas de flujos de efectivo

Cuando un instrumento derivado es designado como instrumento de cobertura de flujo de efectivo, la porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce en otros resultados integrales y se presenta en la reserva de cobertura. La porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado que se reconoce en otro resultado integral se limita al cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta, determinado sobre una base del valor presente, desde el inicio de la cobertura. Cualquier porción inefectiva de los cambios en el valor razonable del derivado se reconoce de inmediato en resultados.

El Grupo designa solo el cambio en el valor razonable del elemento al contado de los contratos a término como el instrumento de cobertura en las relaciones de cobertura de flujo de efectivo. El cambio en el valor razonable del elemento a término de los contratos a término en moneda extranjera ("puntos forward") se contabiliza por separado como un costo de la cobertura y se reconoce en una reserva de costos de cobertura dentro del patrimonio.

Cuando la transacción prevista cubierta posteriormente resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, como inventarios, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se incluye directamente en el costo inicial de la partida no financiera cuando se reconoce.

Para todas las otras transacciones previstas cubiertas, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura es reclasificado en resultados en el mismo período o períodos durante los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Si la partida cubierta deja de cumplir con los criterios para la contabilidad de coberturas o el instrumento de cobertura se vende, expira, es terminado o se ejerce, la contabilidad de coberturas se discontinúa prospectivamente. Cuando se discontinúa la contabilidad de coberturas para las coberturas de flujos de efectivo, el importe que se ha acumulado en la reserva de cobertura permanece en el patrimonio hasta que, en el caso de la cobertura de una transacción que resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, se incluye en el costo de la partida no financiera en el reconocimiento inicial o, en el caso de otras coberturas de flujos de efectivo, se reclasifica en resultados en el mismo período o períodos en los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Si se deja de esperar que los flujos de efectivo futuros cubiertos ocurran, los importes que se han acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se reclasificarán inmediatamente al resultado.

c) Coberturas de inversión neta

Cuando un instrumento derivado o un pasivo financiero no derivado es designado como el instrumento de cobertura en una cobertura de una inversión neta en una operación en el extranjero, la parte eficaz de, en el caso de un derivado, los cambios en el valor razonable del instrumento de cobertura o, en el caso de un instrumento no derivado, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en otro resultado integral y se presentan en la reserva de conversión dentro del patrimonio. Cualquier parte ineficaz de los cambios en el valor razonable del derivado o las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera por el instrumento no derivado se reconoce de inmediato en resultados. El importe reconocido en otro resultado integral es reclasificado a resultados como un ajuste por reclasificación en el momento de la disposición de la operación el extranjero.

d) Instrumentos financieros derivados y contabilidad de coberturas

La política aplicada en la información comparativa presentada para 2017 es similar a la aplicada para 2018. Sin embargo, para todas las coberturas de flujos de efectivo, incluyendo las coberturas de transacciones que resultan en el reconocimiento de partidas no financieras, los importes acumulados en la reserva de cobertura de flujos de efectivo eran reclasificados a resultados en el mismo período o períodos durante los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectaban el resultado. Además, para las coberturas de flujos de efectivo terminadas antes de 2017, los puntos a término (puntos forward) se reconocían de inmediato en resultados

g) Deterioro del valor – Activos financieros y activos por contratos

La Norma NIIF 9 reemplaza el modelo de "pérdida incurrida" de la Norma NIC 39 por un modelo de "pérdida crediticia esperada" (PCE). Esto requiere que se aplique juicio considerable con respecto a cómo los cambios en los factores económicos afectan las PCE, lo que se determina sobre una base promedio ponderada.

El nuevo modelo de deterioro es aplicable a los activos financieros medidos al costo amortizado o al VRCORI.

Bajo la Norma NIIF 9, las provisiones para pérdidas se miden usando una de las siguientes bases:

La medición de las PCE durante el tiempo de vida aplica si el riesgo de crédito de un activo financiero a la fecha de presentación ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial y la medición de las pérdidas crediticias esperadas de 12 meses aplica si este riesgo no ha aumentado. La entidad puede determinar que el riesgo de crédito de un activo financiero no ha aumentado significativamente si el activo tiene un riesgo de crédito bajo a la fecha de presentación. No obstante, la medición de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida siempre es aplicable para las cuentas por cobrar comerciales y los activos del contrato sin un componente de financiación significativo; La Entidad ha escogido aplicar esta política para las cuentas por cobrar comerciales. Los activos y pasivos financieros son registrados inicialmente a su valor razonable, más los costos de transacción que son directamente atribuibles a su adquisición o emisión de activo o pasivo financiero (distinto de activos y pasivos financieros medidos a valor razonable a través de utilidades o pérdidas). Los costos de transacción directamente

atribuibles a la adquisición de un activo o pasivo financiero a valor razonable con cambios en pérdidas o ganancias se reconocen inmediatamente en los resultados.

h) Los ingresos financieros y costos financieros del Grupo incluyen lo siguiente:

- ingreso por intereses;
- gasto por intereses;
- ganancia o pérdida neta en disposición de inversiones en instrumentos de deuda medidos al valor razonable con cambios en otro resultado integral;
- ganancia o pérdida neta por activos financieros al valor razonable con cambios en resultados;
- ganancia o pérdida en moneda extranjera por activos financieros y pasivos financieros;
- pérdidas (y reversiones) por deterioro en inversiones en instrumentos de deuda registrados al costo amortizado o al valor razonable con cambios en otro resultado integral;
- ineficacia de cobertura reconocida en resultados; y
- reclasificación de ganancias y pérdidas netas previamente reconocidas en otro resultado integral por coberturas de flujos de efectivo de riesgo de tasa de interés y riesgo de moneda extranjera para obligaciones

Ingreso o gasto por intereses reconocido usando el método del interés efectivo. El ingreso por dividendos es reconocido en resultados en la fecha en que se establece el derecho del Grupo a recibir el pago.

La tasa de interés efectiva es la tasa que descuenta exactamente los pagos o cobros de efectivo futuros estimados durante la vida esperada del instrumento financiero a:

- el importe en libros bruto de un activo financiero; o
- el costo amortizado de un pasivo financiero.

Al calcular el ingreso y el gasto por intereses, se aplica la tasa de interés efectiva al importe en libros bruto del activo (cuando el activo no tiene deterioro crediticio) o al costo amortizado del pasivo. No obstante, para los activos financieros con deterioro crediticio posterior al reconocimiento inicial, el ingreso por intereses se calcula aplicando la tasa de interés efectiva al costo amortizado del activo financiero. Si el activo deja de tener deterioro, el cálculo del ingreso por intereses vuelve a la base bruta.

i) Inventario de materiales para operación

Los inventarios de materiales para operación reconocen a su costo de adquisición o valor neto de realización, el menor. Para la asignación del costo unitario de los inventarios de materiales de operación se utiliza la fórmula de costos promedios.

La Compañía registra las estimaciones necesarias para reconocer disminuciones en el valor de sus inventarios por deterioro, obsolescencia, lento movimiento y otras causas que indiquen que el aprovechamiento o realización de los artículos que forman parte del inventario resultará inferior al valor registrado

j) Plantas, instalaciones y equipo

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

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

Las plantas, instalaciones y equipo en operación, utilizados para la generación, transmisión y/o distribución de energía eléctrica, se presentan en el estado de posición financiera a sus montos revaluados, calculando el valor razonable a la fecha de la revaluación, menos cualquier depreciación acumulada o pérdidas por deterioro acumuladas. La Empresa lleva acabo la revisión periódica de los valores razonables de plantas, instalaciones y equipo en operación, y cada 5 años se evalúa la necesidad de efectuar revaluaciones, de tal manera que el valor en libros no difiera en forma importante de lo que se habría calculado utilizando los valores razonables al final del periodo sobre el cual se informa.

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

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

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

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

La depreciación de las plantas, instalaciones y equipo en operación revaluados es reconocida en resultados. En caso de venta o retiro posterior de las propiedades revaluadas, el superávit de revaluación atribuible a la reserva de revaluación de propiedades restante es transferido directamente a las utilidades acumuladas.

Los terrenos no son sujetos de depreciación.

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

Plantas, instalaciones y equipo en arrendamiento

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

Activos arrendados

Los arrendamientos de propiedades, planta y equipo que transfieren al Grupo sustancialmente todos los riesgos y ventajas relacionados con la propiedad son clasificados como arrendamientos financieros. Los activos arrendados se miden inicialmente a un importe igual al menor valor entre el valor razonable y el valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento. Con posterioridad al reconocimiento inicial, los activos se contabilizan de acuerdo con la política contable aplicable al activo correspondiente.

Los activos mantenidos bajo otros arrendamientos se clasifican como arrendamientos operativos y no se reconocen en el estado de situación financiera del Grupo.

Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurren.

k) Intangible

Los activos intangibles adquiridos de forma separada se reconocen a su costo de adquisición y estimamos la vida útil de cada intangible. En aquellos casos en los que no haya una vida útil definida, los clasificamos como activos intangibles indefinidos.

l) Beneficios a los empleados

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

Beneficios directos a los empleados.

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

Beneficios a los empleados por pensiones y otros.

La empresa tiene la política de otorgar pensiones al retiro, que cubren a nuestro personal.

La empresa otorga pensiones por beneficios definidos, las cuales se otorgaron a nuestro personal que haya iniciado su relación laboral hasta el 18 de agosto de 2008 y un plan de pensiones de contribución definida para nuestros trabajadores cuya relación laboral haya iniciado del 19 de agosto de 2008 en adelante.

Adicionalmente existen planes de pensiones de contribución definida establecidos por el Gobierno Federal y por los cuales debemos efectuar aportaciones a nombre de los trabajadores. Estos planes de contribución definida se calculan aplicando los porcentajes indicados en las regulaciones correspondientes sobre el monto de sueldos y salarios elegibles, y se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por nuestros trabajadores, y al Instituto Mexicano del Seguro Social.

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

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

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

m) Impuestos a la utilidad

Los impuestos a la utilidad comprenden impuesto corriente y diferido.

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

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

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

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

Los impuestos diferidos son reconocidos en los resultados a excepción de las partidas relacionadas con Otros Resultados Integrales (ORI).

n) Provisiones y pasivos contingentes.

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

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

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

o) Reconocimiento de ingresos

A partir del 1 de enero de 2018 la Empresa adoptó NIIF 15 "Ingresos procedentes de contratos con clientes", adecuando las políticas de reconocimiento de ingresos de manera retrospectiva basados en las siguientes políticas:

Venta de energía eléctrica - se reconocen en un punto en el tiempo, en el período en que la energía es entregada a los clientes. Aquella energía que al final del período fue entregada, pero se encuentra en proceso de facturación, se considera ingreso del ejercicio y su monto se estima con base en la facturación real del bimestre inmediato anterior.

Venta de combustible – se reconocen en un punto en el tiempo, en el período en que los combustibles son entregados a los clientes.

Ingresos por transmisión y distribución – se reconocen a través del tiempo, conforme se presta el servicio público de transmisión de energía eléctrica.

Ingresos por aportaciones de terceros - las contribuciones que se reciben de los clientes para proveer conexión a la red nacional de transmisión o distribución, se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales en un punto en el tiempo, una vez que CFE ha concluido la conexión del cliente a la red, pudiendo el cliente elegir entre la Entidad u otra empresa para que le suministre energía eléctrica.

Ingresos por subsidios – corresponden a subsidios recibidos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, éstos se reconocen en un punto en el tiempo, cuando los mismos se reciben por la Entidad.

Hasta la entrada en vigor de la NIIF15, los ingresos por venta de energía eléctrica se reconocían en su totalidad, incluyendo los ingresos de las zonas conflicto.