



# Informe Anual 2019

## Contenido

El Rescate de la CFE .....	5
Fortalecimiento de la Generación .....	7
Mantenimiento a Unidades de Generación .....	7
Reorganización de centrales de generación .....	10
Nuevos Proyectos de Generación .....	10
Transformación del modelo de adquisiciones .....	12
Nuevo modelo de gestión de energéticos y combustibles .....	16
Programa Anticorrupción en la CFE .....	18
Procesos de la Industria Eléctrica .....	22
GENERACIÓN .....	23
Escenario Tecnológico .....	23
Generación Anual .....	28
Fuentes Primarias de Energía .....	34
Energías Limpias .....	35
Operaciones en el mercado eléctrico .....	36
Reorganización de Portafolios de EPS de Generación .....	38
TRANSMISIÓN .....	51
Escenario tecnológico 2019 comparado con 2018 .....	52
Datos Mensuales Indicadores SAIDI y SAIFI .....	52
Principales proyectos de infraestructura 2019 .....	53
Exportación – Importación de Electricidad .....	65
Tablero de Principales Indicadores .....	65
Actividades del Consejo de Administración .....	66
DISTRIBUCIÓN .....	68
Principales indicadores de CFE Distribución .....	70
Servicio público de distribución .....	71
Planeación .....	71
Construcción .....	74
Principales proyectos de infraestructura 2019 .....	75
Electrificación .....	78
Operación y mantenimiento .....	82
Atención a emergencia naturales .....	83
Incremento en la Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución .....	84

Disminución de Pérdidas de Energía .....	86
SUMINISTRO.....	90
CFE Suministrador de Servicios Básicos .....	91
Ventas .....	91
Crecimiento de clientes .....	93
Generación Distribuida .....	99
Desempeño operativo de la empresa .....	100
Canales de atención a clientes .....	101
Modificaciones tarifarias .....	104
Subastas de Largo Plazo.....	106
Principales resultados de atención a Clientes.....	111
Actividades relevantes.....	111
Principales logros del año.....	111
Retos y oportunidades para el 2020 .....	112
Consejo de Administración de CFE Suministrador de Servicios Básicos .....	113
CFE Calificados .....	115
Empresas de Generación.....	120
CFE Generación I.....	121
CFE Generación II.....	134
CFE Generación III.....	149
CFE Generación IV.....	162
CFE Generación V.....	175
CFE Generación VI.....	193
Generador de Intermediación .....	210
CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos .....	217
Gestión Corporativa .....	221
Finanzas .....	222
Estados Financieros .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Ejercicio Presupuestal 2019 .....	227
Adecuaciones presupuestarias.....	230
Emisión de deuda.....	231
Deuda Documentada y Pidiregas .....	233
FIBRA E .....	234
Estrategia de cobertura ante riesgos financieros .....	236
Plan de Negocios .....	237

Principales avances en 2019 del Plan de Negocios.....	¡Error! Marcador no definido.
Avance de las prioridades estratégicas .....	¡Error! Marcador no definido.
Infraestructura.....	242
Logros DCIPI 2019.....	244
Avance de proyectos de Infraestructura 2019 .....	245
Ubicación de proyectos por etapa .....	251
Principales proyectos concluidos y en construcción .....	254
Proyectos de infraestructura con problemática.....	268
Servicios brindados por la DCIPI.....	272
Actividades y servicios internacionales.....	273
Negocios Comerciales .....	275
Unidad de Negocio CFE Telecom.....	276
Unidad de Negocio LAPEM .....	277
Unidad de Negocios Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.....	277
Administración de Recursos .....	279
Avances de la Transformación Digital .....	280
Recursos Humanos.....	283
Recursos Materiales, Suministros y Servicios Generales.....	286
Bienes Inmuebles.....	287
Bienes Muebles.....	288
Transportes.....	289
Contrataciones en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios.....	292
Compras consolidadas.....	294
Participación de testigos sociales.....	294
Programa de Aseguramiento Integral.....	295
Estrategia y Regulación .....	297
Ética y Rendición de Cuentas .....	299
Control Interno .....	299
Ética Corporativa e Igualdad de Género.....	301
Rendición de Cuentas .....	302
Programa Anual de Donativos.....	303
Unidad de Género e Inclusión .....	304
Obligaciones de Transparencia .....	307
Auditoría Interna.....	308
Consejo de Administración.....	318



Actividades.....	319
Sesiones de Consejo .....	319
Sesiones de Comités Auxiliares .....	319
Miembros .....	319
Evaluación del Consejo de Administración .....	323
Introducción .....	324
Programa Operativo Anual 2019.....	324
Programa Presupuestal 2019.....	328
Programa Financiero Anual 2019.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Plan de Negocios 2019-2024 .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Conclusiones de la evaluación del Consejo .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
ANEXO: Principales criterios contables y financieros .....	333

# EL RESCATE DE LA CFE

La Comisión Federal de Electricidad se encuentra inmersa en un profundo proceso de cambios, como parte de la puesta en marcha de un nuevo proyecto de Nación.

Para la empresa eléctrica nacional, el objetivo primordial es contribuir a lograr los objetivos estratégicos sectoriales, logrando soberanía y seguridad energéticas.

Las aportaciones que puede hacer la CFE a esos propósitos son de alto impacto, no solo para la industria eléctrica. En su carácter de empresa pública, posee una posición capaz de incidir en la actividad económica, al mismo tiempo que otorga los bienes y servicios para los que fue creada.

La empresa eléctrica nacional, por instrucciones precisas del titular del Ejecutivo, desde el 1 de diciembre de 2018 se ha dado a la tarea de cumplir su propósito primario, que es brindar el servicio de electricidad a los mexicanos. Y, al mismo tiempo, iniciar las transformaciones necesarias para rescatar a la CFE de una ruta de deterioro que le fue impuesta por modelos económicos y políticos anteriores.

Las tareas son complejas y se realizan de manera simultánea, sin detener la operación y respetando la normatividad, en apego a las instrucciones del Presidente de México.

En 2019 inició el desmontaje de una serie de prácticas que llevaban a la pérdida de capacidades de la empresa eléctrica nacional.

El propósito es el rescate integral de la Comisión Federal de Electricidad, que inició desde el 1 de diciembre de 2018, y que orientó todas las acciones tomadas en 2019, periodo que cubre este Informe Anual.

El primer frente de atención fue el fortalecimiento de la generación propia de la CFE, después de lustros de abandono y debilitamiento.

El segundo rubro fue el inicio de una reorganización de amplio espectro a las áreas estratégicas de la empresa.

Comenzó una profunda transformación del modelo de adquisiciones. Por su volumen de compras, de aproximadamente 250 mil millones de pesos anuales, la CFE es un agente económico de primera magnitud que tiene responsabilidades hacia adentro y hacia afuera de la organización.

Hacia afuera, la empresa debe consolidarse como un motor de la economía y promotor del desarrollo de la industria y el comercio nacionales. Para lograrlo, debe comprar con mayor eficiencia y con total transparencia.

Entre los insumos y adquisiciones, un lugar de enorme trascendencia ocupa la procura de insumos para generar electricidad. La mayoría de la capacidad de generación de CFE es de tipo termoeléctrico, cuya base son los combustibles.

Debido a que los combustibles llegan a constituir entre 70 y 80 por ciento del costo de generación, y debido a los grandes volúmenes que demandan las centrales propias y bajo control de la CFE, la procura de energéticos se ha convertido en un factor con peso propio, alcanzando dimensiones e importancia equiparables a las de la producción de electricidad. Es por ello que otra de las facetas fundamentales para el rescate de la CFE ha sido la recuperación del sentido social de la adquisición de combustibles.

Y en la cima de los esfuerzos para el rescate de la CFE se encuentra la lucha contra la corrupción, como un imperativo ético y de política pública que, atendiendo reclamos sociales y principios puestos en marcha por el actual Gobierno de México, guía la actuación y orienta el camino del rescate de la CFE.

A continuación, se aportan pormenores destacables de estos cuatro derroteros del fortalecimiento de la CFE.

## Fortalecimiento de la Generación

### Mantenimiento a Unidades de Generación

Con el presupuesto de inversión para mantenimientos de 2019 del parque de generación se dio mantenimiento a una capacidad de 49,768 MW con 563 salidas a mantenimiento; lo que representa el 94% de lo programado. Con esto se logró detener el deterioro inercial de tantos años de abandono de la infraestructura eléctrica.

El total de capacidad recuperada fue de 6,084 MW de unidades que se recibieron a finales de 2018 con falla, decremento y degradación, además de una mejora de 0.97% en la eficiencia térmica, lo que representa un beneficio económico anual por recuperación de capacidad de \$9,127<sup>1</sup> millones de pesos anual y un ahorro bruto de \$4,628 millones de pesos también anuales por mejora de eficiencia en el consumo de combustible.

Dentro de las actividades más importantes se destaca el mantenimiento mayor a 10 unidades de capacidad superior a 300 MW de las Centrales Presidente Plutarco Elías Calles, José López Portillo, Carbón II, Francisco Pérez Ríos, Agua Prieta, El Sauz, San Lorenzo y Presidente Adolfo López Mateos. Estas unidades suman un total de 3,905 MW y son críticas para atender la demanda del Sistema Eléctrico Nacional.

También se recuperaron unidades de menor capacidad que presentaban importantes daños y que por su ubicación también son críticas, para la demanda de las penínsulas de Baja California y Yucatán, como la unidad 3 de la CT Tijuana, en donde se dio un mantenimiento mayor al generador eléctrico; la unidad 2 de la CTG Cancún con un mantenimiento mayor a la turbina de gas; la C.T. Mérida Unidad 2 con un mantenimiento mayor a la turbina de vapor y Central Presidente Juárez Unidad 10 con mantenimiento mayor a la turbina de gas.

Una de las principales problemáticas presentadas para dar cumplimiento al programa de mantenimiento fue el poco aprovechamiento de los meses de enero y febrero debido a la falta de refaccionamiento en los almacenes de la EPS de CFE, los tiempos de contratación y de entrega de refacciones; además afectó la extensión del periodo de verano desde mayo hasta septiembre que requirió de la disponibilidad de las unidades de generación por parte del CENACE. Esto saturó la capacidad del Sistema Eléctrico Nacional para dar mantenimiento en los meses de marzo, abril, octubre y noviembre presentándose la mayor limitante en el Sistema Interconectado Baja California Sur.

Con respecto a la ejecución de mantenimientos, se reconoce que en 218 eventos se tuvo un incremento en la duración programada debido a: alcances adicionales, mala planeación de ruta crítica, errores de mantenimiento y retrasos de proveedores, siendo los más representativos la unidad 2 de la C.T. Carbón II y la unidad 5 de la C.T. Francisco Pérez Ríos. Adicionalmente, no se logró recuperar la capacidad total con los mantenimientos mayores de las unidades 2 y 4 de la C.T. Carbón II por diversos errores de ejecución y en la unidad 2 de la C.T. Juan de Dios Bátiz Paredes por ensuciamiento en el condensador de vapor.

---

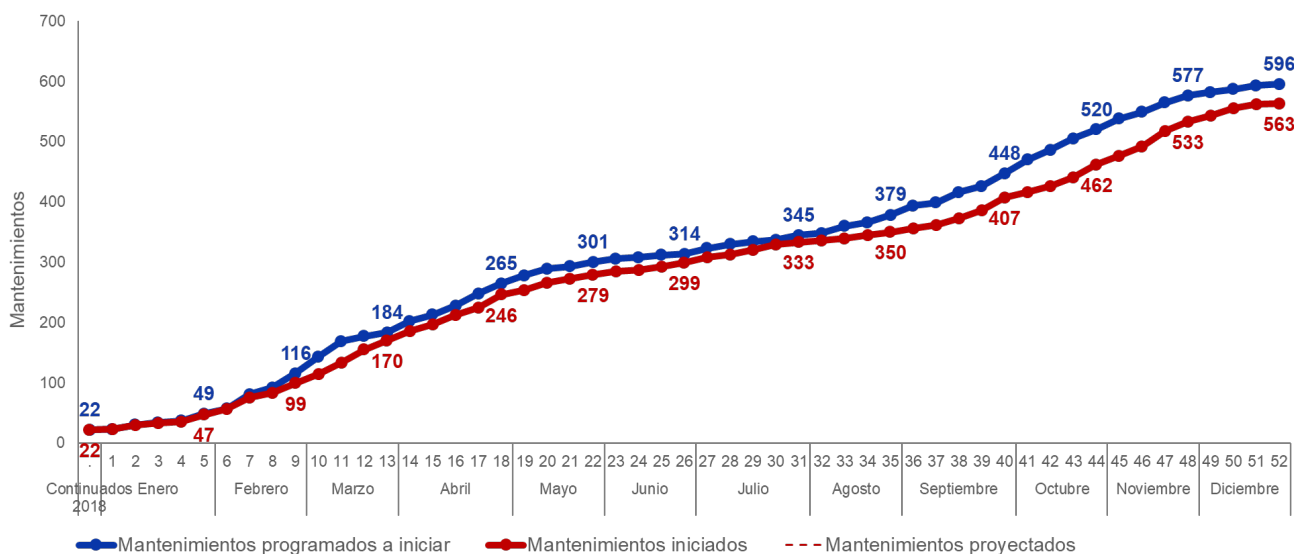
<sup>1</sup> Considerando el valor de capacidad de 105.9 USD/kW-año.

Con el programa de mantenimientos 2019 se cumplieron los objetivos de recuperación de capacidad, sin embargo es necesario mejorar la planeación, considerando los tiempos de adquisición y entrega de refacciones para aprovechar los periodos fuera de verano y optimizar el uso de la capacidad del parque de generación, así como fortalecer la elaboración de especificaciones técnicas basadas en los resultados de la Operación por Diagnóstico para evitar incrementos de alcance durante la ejecución de mantenimientos también debemos mejorar costos y proveeduría.

La Operación por Diagnóstico también debe ser aplicada en la evaluación de cada uno de los mantenimientos, actividad que se reforzó durante el ejercicio 2019, pero que aún presenta muchas áreas de mejora en cuanto a cumplimiento y efectividad. Siendo necesario el equipamiento de instrumentos de medición y capacitación del personal para realizar la evaluación de cada mantenimiento sin la dependencia de terceros.

### Avance en la ejecución de mantenimientos de generación 2019

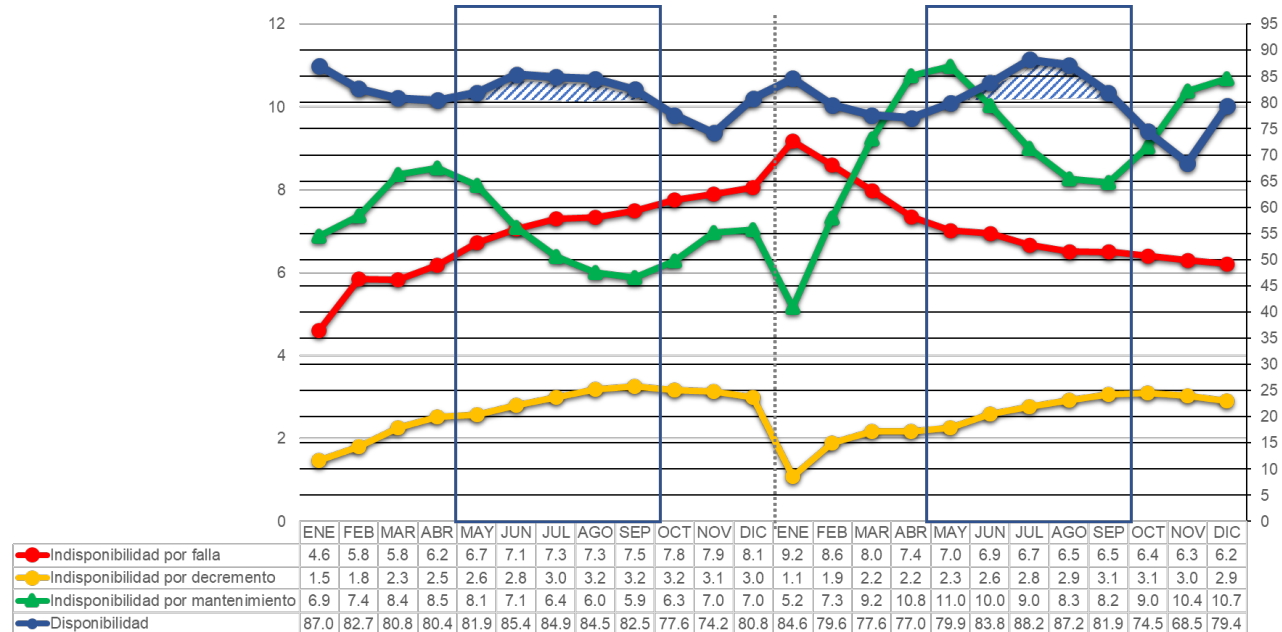
<b>Total programados a iniciar:</b>	<b>596</b>
<b>Total iniciados:</b>	<b>563</b>
Total concluidos	<b>543</b>
Total en proceso	<b>20</b>
<b>Cumplimiento :</b>	<b>94 %</b>



**El objetivo principal del programa de mantenimiento fue recuperar capacidad y revisar condiciones de la mayor parte de las unidades**

Resumen beneficios de mantenimientos al día 31 de diciembre		
Capacidad instalada del parque de generación	42,018	MW
Capacidad programada a mantenimiento	53,704 <sup>2</sup>	MW
Capacidad a la que se aplicó mantenimiento	49,768	MW
Capacidad recuperada por mantenimientos programados	5,594	MW
Capacidad recuperada por mantenimientos correctivos	490	MW
Total de capacidad recuperada	<b>6,084</b>	MW
Régimen térmico equivalente de la capacidad mantenida (antes)	10,864	kJ/kWh
Régimen térmico equivalente de la capacidad mantenida (después)	10,547	kJ/kWh
Mejora del régimen térmico equivalente de la capacidad mantenida	<b>317</b>	kJ/kWh
Mantenimientos a unidades termoeléctricas concluidos	414	
Mantenimientos a unidades termoeléctricas evaluados	391	
Beneficios económicos anuales por capacidad recuperada	<b>9,127</b>	MM\$/año
Beneficios económicos anuales por la mejora del régimen térmico (a F.P. de 57%)	<b>4,628</b>	MM\$/año
Beneficios económicos anuales por la mejora del régimen térmico (sí el F.P. fuese de 100%)	<b>7,562</b>	MM\$/año
<b>Total de beneficios económicos brutos anuales por mantenimientos</b>	<b>13,755</b>	

Nuestra disponibilidad mejoró en el período de verano 2019 con respecto a 2018, ya que en 2018 se tuvo una disponibilidad de 85.4% y en 2019 se logró una disponibilidad de 88.2%. Lo anterior debido a la aplicación de mayor mantenimiento en el primer semestre de 2019.



<sup>2</sup> La capacidad programada a mantenimiento supera la instalada porque considera diversas unidades de generación que tuvieron necesidad de más de un mantenimiento y porque se agregan mantenimientos pospuestos de años anteriores.

## Reorganización de centrales de generación

El 25 de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación los “Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad” en los cuales se instruye a la CFE y sus EPS, la reasignación del portafolios de centrales generadoras asignadas a las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación con la finalidad de:

- Corregir errores que permitirá que la actividad de Generación en la CFE mejore su eficacia y eficiencia para hacerla más competitiva, contribuyendo con el propósito superior de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.
- Contribuir al desarrollo eficiente del Sector Eléctrico Nacional y rescatar la capacidad de generación de CFE, procurando la viabilidad financiera de sus EPS y EF.

Esta nueva reasignación, considera una regionalización de los portafolios de las EPS de Generación, incentivando el uso eficiente de los recursos y reducir los costos de operación y administración.

En cumplimiento al Cuarto transitorio de esta publicación, el Consejo de Administración de CFE, los Consejos de Administración de las EPS de Generación, las diferentes áreas de la CFE y los diferentes entes reguladores coordinaron esfuerzos para que el 1 de enero de 2020, iniciara la operación en el Mercado Eléctrico Mayorista de los nuevos portafolios de centrales generadoras.

Las reasignaciones precisas de los portafolios por Empresa Productiva Subsidiaria de Generación se detallan en la sección correspondiente al proceso de Generación.

## Nuevos Proyectos de Generación

Siguiendo la prioridad del rescate de la CFE, en la línea estratégica del fortalecimiento de la generación de electricidad propia, durante 2019 la Administración analizó opciones para reforzar el parque de centrales de generación de la empresa eléctrica nacional.

En consecuencia, en abril de 2019 fueron presentados al Consejo de Administración los principales elementos de una estrategia para el desarrollo de nueva capacidad de generación propia de la CFE; preliminarmente, con un primer bloque de cinco proyectos que representaría adiciones por más de 2,800 MW de capacidad. En esa oportunidad, fue autorizada la ejecución del proyecto de Ciclo Combinado Salamanca.

En septiembre de 2019, se presentaron nuevos elementos, con avances que permitieron que el Consejo de Administración aprobara los proyectos: Ciclo Combinado San Luis Potosí y Combustión Interna Baja California Sur VI.

Dichos proyectos aprobados iniciaron su proceso de licitación el mismo año 2019, con las siguientes características relevantes:

### 1. Central de Ciclo Combinado Salamanca

El proyecto se localiza dentro de la C.T. Salamanca, en la Ciudad de Salamanca, Guanajuato, tendrá una capacidad de 836.79 MW  $\pm$  4% y está compuesta por 2 turbinas de gas, 2 recuperadores de calor, y 1 turbina de vapor. La CC Salamanca suministrará electricidad al área Occidental del Sistema



Eléctrico Nacional; generará beneficios ambientales y económicos, así como mayor presencia en el mercado eléctrico para la CFE. El inicio de construcción está programado para julio de 2020 y la entrada en operación para mayo de 2023.



Fotografía: Actual CT Salamanca, donde se localizará la CC Salamanca

## 2. Central de Ciclo Combinado San Luis Potosí

El proyecto se localiza dentro de la C.T Villa de Reyes, en Villa de Reyes, San Luis Potosí, tendrá una capacidad de 804.8 MW  $\pm$  10%, y está compuesta por 2 turbinas de gas, 2 recuperadores de calor, y 1 turbina de vapor. La CC San Luis Potosí contribuirá a satisfacer la demanda de energía eléctrica del área Occidente del país. El inicio de construcción está programado para julio de 2020 y la entrada en operación para junio de 2023.



Fotografía: Actual CT Villa de Reyes, donde se localizará la CC San Luis Potosí



### 3. Central de Combustión Interna Baja California Sur VI

El proyecto se localizará en el municipio de la Paz en el Estado de Baja California Sur, tendrá una capacidad de 42.26 MW  $\pm$  15%. Tiene como objetivo contribuir a satisfacer la demanda de energía eléctrica futura pronosticada para Baja California Sur, manteniendo los márgenes de reserva regional en niveles adecuados que cumplan con los estándares definidos para el Sistema Eléctrico Nacional. El inicio de construcción está programado para agosto de 2020 y la entrada en operación para mayo de 2023.



Fotografía: Sitio Corumuel donde se construirá la CCI Baja California Sur VI

### 4. Nuevos proyectos de generación por convocar en 2020

Adicionalmente, al cierre de 2019, la CFE trabajaba en las actividades previas y gestiones de gabinete para poder realizar la convocatoria a concurso, durante 2020, de otros cuatro proyectos nuevos de generación, que en conjunto podrán agregar casi 1,750 MW de capacidad al parque de la CFE y que entrarán en operación entre 2022 y 2023, gracias a inversiones cercanas a 1,350 millones de dólares.

Todos estos proyectos son gestionados por la CFE; y a su conclusión serán entregados a las EPS de Generación correspondientes para que las operen y representen en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Estos nuevos proyectos de generación permitirán a la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias obtener mejores resultados y producir energía eléctrica más barata, con la finalidad de transferir estos beneficios económicos a los usuarios finales.

## Transformación del modelo de adquisiciones

La Coordinación de Administración y Servicios (CAS) llevó a cabo un diagnóstico integral del modelo de adquisiciones de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) en 2019, con el propósito de identificar las áreas de oportunidad que no permitían a la CFE garantizar las mejores condiciones para la empresa, en cumplimiento con lo establecido por el artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Dicho diagnóstico incluyó el análisis cuantitativo de los procedimientos de contratación de las adquisiciones; las funciones de la Gerencia de Abastecimientos, así como la revisión de las principales normas que regulan las facultades, procedimientos y responsabilidades de los involucrados en el proceso de compras. Como consecuencia, se identificaron las siguientes áreas de oportunidad:

- Problemas estructurales:
  - La CFE no cuenta con un área responsable de gestionar la relación con los distintos proveedores, ni lineamientos que regulen la vinculación y actuación de servidores públicos.
  - La Gerencia de Abastecimientos y las EPS, no cuentan con áreas con la especialización suficiente para generar investigaciones de condiciones de mercado robustas, que permitan estructurar procedimientos que garanticen las mejores condiciones de compra para la CFE y sus EPS.
  - La mayoría de los procedimientos de contratación los realizan las EPS, sin control y supervisión del área normativa del corporativo.
  
- Relacionadas con el proceso de contratación:
  - Las Disposiciones General en Materia de adquisiciones, arrendamiento, contratación de servicios y ejecución de obra, regulan tanto las adquisiciones, contratación de servicios y obras públicas; no obstante que su naturaleza es distinta, lo que genera lagunas normativas, principalmente en materia de contratación de obras públicas.
  - El Programa Anual de Contrataciones (PAC) no es una herramienta efectiva de planeación, toda vez que tiene un carácter meramente indicativo y no se cumple durante el ejercicio de los recursos.
  - Las investigaciones de condiciones de mercado (ICM) no cuentan con una metodología clara para su realización, permitiendo en muchas ocasiones el sobreprecio y los concursos dirigidos. El insumo predominante en las definiciones de precios son las cotizaciones de los proveedores, las cuales suelen presentar sobreprecios significativos con la finalidad de inflar el precio máximo de contratación. Del mismo modo, las conclusiones de las ICM no son vinculantes y el área requirente puede decidir de manera discrecional qué incluir en el pliego de requisitos.
  - Las compras y servicios menores podían ser realizadas por cualquier funcionario con facultades para firmar egresos; sin embargo, estas compras no cuentan con registros que permitan un control adecuado.
  
- Relacionadas con los contratos:
  - No se establecen requisitos específicos para empresas que son subcontratadas.
  - El monto de los contratos que deriven de convenios marco está limitado, lo cual desincentiva su uso.
  - Los contratos se pueden ampliar hasta en 50%, sin que previamente se verifique las condiciones de mercado.

Derivado de lo anterior, se presentaron ante el Consejo de Administración de CFE las propuestas para modificar las Disposiciones Generales y el artículo 44 del Estatuto Orgánico, con la finalidad de incluir dentro de las funciones que corresponden a la Coordinación de Administración y Servicios , pero separadas de la Gerencia de Abastecimientos, las relativas a proponer disposiciones normativas e implementar acciones en materia de inteligencia y análisis de mercados, dando sustento a la creación de la Gerencia de Inteligencia y Análisis de Mercados.

Dichas propuestas fueron aprobadas mediante los acuerdos CA-080/2019 y CA-081/2019, respectivamente, con el propósito de contar con un control efectivo de los procesos de contratación, disminuir la discrecionalidad, eliminar la corrupción y aumentar el ahorro en los procedimientos de contratación que realiza la CFE.

Los principales cambios se resumen de la manera siguiente:

- Estructurales:
  - o Reconocimiento de la función de inteligencia de mercado en el procedimiento de contratación como parte estratégica de la CFE.
  - o Creación del área especializada de inteligencia de mercados, separando la actividad de quienes realizan la cotización e investigación de mercados, de quienes ejecutan el proceso de contratación.
  - o Se otorgan facultades a la Gerencia de Abastecimientos para supervisar las distintas áreas contratantes que integran la CFE y sus EPS, así como para desempeñar la función de área normativa del corporativo para regular la relación entre los proveedores y la CFE.
  
- Relacionadas con el proceso de contratación:
  - o El PAC adquiere carácter de obligatorio, lo que favorecerá que el ejercicio de planeación se realice con seriedad y efectivamente constituya una herramienta para realizar contrataciones con oportunidad y mejorar las condiciones para la CFE.
  - o Los estudios de necesidades, ICM y pliego de requisitos se elaborarán por áreas especializadas independientes del área contratante, lo que permitirá que la definición de los aspectos más importantes de los concursos sea establecida por un área distinta a aquella que desarrolla los procedimientos y tiene contacto con los proveedores.
  - o Controles integrales para la adquisición de compras y servicios menores. Todas las compras menores se deberán hacer desde un área contratante, permitiendo tener control y trazabilidad sobre este tipo de compras.
  
- Relacionadas con los contratos:
  - o Requisitos más rígidos para la subcontratación con la finalidad de evitar que se susciten casos como la Estafa Maestra.
  - o Eliminación del monto límite para los convenios marco. El convenio marco es un mecanismo, que de ser utilizado adecuadamente y con una normativa que defina sus límites y alcances, permitiría a la CFE obtener las mejores condiciones del mercado.
  - o Aumento de los requisitos para la procedencia de un incremento al contrato.

- Rescisión de los contratos sin la necesidad de una resolución jurídica.

En diciembre de 2019 se formalizó la creación de la Gerencia de Inteligencia y Análisis, misma que estará integrada por personal de confianza especializado para realizar las actividades que le corresponden. El área especializada de inteligencia de mercado dependerá de la CAS con la finalidad de separar las funciones del área operativa (Gerencia de Abastecimientos). Las funciones del área de inteligencia serán:

- Desarrollar investigaciones de condiciones de mercado con una metodología rigurosa;
- Definir las necesidades de la CFE y sus EPS y planear sus contrataciones, para que cumplan con sus objetivos plasmados en sus programas operativos anuales;
- Definir las mejores estrategias para los procedimientos de contratación, para asegurar la competitividad.

La elaboración rigurosa de investigaciones de condiciones de mercado permitirá a la CFE y sus EPS contar con información relevante que asegure las mejores condiciones de suministro y costos en los procesos de contratación; así como definir los mecanismos, condiciones y tipo de concurso idóneos para cada uno.

La función relativa a la definición de necesidades considera el análisis de las posibles alternativas de solución, dentro del cual se deberán incluir las diferentes alternativas de bienes o servicios existentes en el mercado para satisfacer la necesidad de que se trate, así como los resultados generales del análisis de cada una de ellas desde la perspectiva de una relación costo-beneficio, a fin de concluir este análisis con la identificación de la alternativa que represente la mejor opción.

Por otra parte, respecto de la función relativa a la definición de las mejores estrategias en los procedimientos de contratación, se señala que el área especializada de inteligencia de mercado, con apoyo del área contratante y del área requirente, elaborará el pliego de requisitos, lo cual vincula el contenido de este documento con el resultado de la investigación de condiciones de mercado.

De igual forma, se está trabajando en la reorganización de la Gerencia de Abastecimientos para centralizar las relaciones con los proveedores en el Corporativo, así como fortalecer sus facultades de supervisión y regulación de las áreas contratantes con la finalidad de tener concursos y procedimientos más eficientes en apego a la normatividad aplicable.

Los cambios mencionados han permitido a la CFE el ahorro, de mayo a diciembre de 2019, de casi 5 mil millones de pesos. En dicho periodo se realizaron 270 procedimientos de contratación y se adjudicaron 186 procedimientos por un monto total de 21 mil millones de pesos que, bajo las condiciones heredadas por la administración anterior, hubiera implicado el gasto de 26 mil millones de pesos.

## Nuevo modelo de gestión de energéticos y combustibles

Los energéticos ocupan un lugar central en el grupo de actividades de la CFE. Son el insumo primario para generar electricidad, llegando a representar hasta tres cuartas partes del costo de generación.

Disponer de los combustibles a tiempo, con suficiencia y a costos accesibles, para una empresa como la CFE, reviste una importancia estratégica. La gestión y la denominada “procura” de los insumos primarios lleva a la Comisión a superar su naturaleza de empresa eléctrica, para convertirla en una empresa de energía.

El valor, el impacto económico y el potencial para impulsar desarrollo de los energéticos que administra la CFE son equiparables a los de la producción de electricidad en sí misma.

Al inicio del Gobierno de México cuya gestión constitucional comprende el periodo 2018-2024, se encontraron fuertes distorsiones que redundaban en riesgos contra la viabilidad de la CFE, le podrían acarrear mermas económicas y reducían sus capacidades para seguir siendo la empresa pública capaz de resolver las necesidades de electricidad de la gran mayoría de los mexicanos.

La primera medida de fondo fue reformar el enfoque de las empresas dedicadas a la procura de fuentes primarias, CF Energía y CFE Internacional, dos filiales creadas para ese propósito, como parte del enfoque ideológico de la Reforma Energética implementada por la administración anterior, que fragmentó a la gran empresa eléctrica de todos los mexicanos.

En congruencia, desde diciembre de 2018, las dos filiales son conducidas con la prioridad puesta en una visión de fortalecimiento nacional, orientada al rescata de la fortaleza de la CFE y aumentar la contribución para que las actividades de la empresa busquen el máximo beneficio para los usuarios, con el fin último del mayor beneficio social.

Durante 2019, se tomaron acciones entre las que destacan:

### **Renegociación de contratos lesivos**

- La convocatoria, en el primer trimestre, emitida a empresas transportistas de gas para informarles que, bajo el marco legal que rige los contratos, se buscaba renegociar las condiciones contractuales de los gasoductos, sustancialmente la tarifa.
- Se solicitó a cuatro empresas transportistas la renegociación de siete gasoductos que representan la mitad de toda la capacidad de transporte de gas natural que la CFE tiene reservada en México.
- El 27 de agosto se anunció el acuerdo alcanzado con 3 empresas transportistas.
- Posteriormente, el C. Presidente de México convocó a CFE y a la cuarta empresa a lograr un acuerdo en beneficio del país, mismo al que se llegó el 6 de septiembre.
- La renegociación abarcó los siguientes puntos:
  - Modificación de la naturaleza de las tarifas;
  - Tarifas **fijas** (niveladas) a través del tiempo;



- Acuerdos **equilibrados** sobre casos fortuitos y fuerzas mayores; y
- **Desistimiento** de las partes de cualquier acción legal.

El principal resultado de estas acciones ha sido un ahorro equivalente a la construcción de 5 centrales de generación nuevas, con capacidad conjunta de más de 900 Megawatts. En términos anuales, el ahorro representa el 12% de la inversión física de la CFE, o el 11% del presupuesto para mantenimiento y servicios generales.

Al renegociarse las tarifas, se evitó enfrentar precios crecientes del transporte de gas natural en montos insostenibles para la CFE, salvaguardando con ello, las futuras afectaciones financieras y comerciales.

### **Recuperación de capacidades**

Al inicio de este Gobierno Federal, fue evidente que la Reforma Energética dejó pulverizadas una serie de capacidades de la CFE, entre ellas, su potencial para racionalizar adquisiciones y capitalizar su volumen de operaciones a fin de obtener mejores condiciones de precio y calidad.

Esta condición fue especialmente cierta en el caso del relevante insumo de los combustibles para generar electricidad. Cuando inició la administración actual, casi el 60 por ciento de las compras de energéticos y combustibles se realizaban por separado.

CFEnergía impulsó en 2019 un proceso que le permitirá cumplir el rol para el que fue creado, que es el de ser el brazo comercializador de energéticos de la CFE en beneficio de una producción de energía más barata y eficiente, que privilegie objetivos sociales.

Por ejemplo, las compras de Gas Natural Licuado, que pueden alcanzar altos precios, se realizaban de manera mensual, y gracias a la política de racionalización, comenzaron a planificarse anualmente. Tan solo en este rubro y a través de este mecanismo se han evitado gastos cercanos a los 600 millones de pesos en las operaciones realizadas a través de las terminales de Manzanillo y Altamira.

A la pulverización de capacidades de compra debe añadirse una situación de duplicidad de funciones entre algunas áreas corporativas y la filial especializada en la procura; la inadecuada gestión de los eventos considerados “fuerza mayor” que repercuten en la paralización de obras, con la consecuente indisponibilidad de ductos; y un defectuoso diseño de los contratos de cobertura realizados al amparo de la figura del Contrato Legado, que impide recuperar cabalmente algunos costos, como el de reserva de capacidad, mientras sobrecarga otros costos, como el de transporte.

El conjunto de estas acciones hará posible:

- Mejorar la administración de los procesos asociados al pago de las obligaciones.
- Hacer más eficientes las operaciones del suministro del gas natural en México.
- Ubicar todos los procesos de comercialización de energéticos de la CFE en sus empresas filiales especializadas en suministro de combustibles.

### **Atención de requerimientos de energía regionales**

Los nuevos enfoques que rigen la actuación de CFEnergía han dado lugar a su más oportuna y decidida intervención para atacar carencias en zonas del país. En 2019 destacó el impulso a la adecuada dotación de gas natural para la Península de Yucatán, que por carencias acumuladas en la infraestructura eléctrica en particular y energética en general, enfrenta temporadas de severa escasez de ese combustible, lo que ya ha repercutido en menor capacidad para generar electricidad.

Derivado de un compromiso asumido por el Presidente de la República, cuyo cumplimiento fue asignado a la CFE, CFenergía emprendió redefiniciones en torno al gasoducto Mayakán, que llevarán a convertirlo en un eslabón que articulará una estrategia de abasto suficiente de gas para producir electricidad y para sostener el crecimiento de industrias de manufactura, transformación y químicas.

### **Una nueva política comercial**

La reorientación social de CFenergía y CFE International, junto con la determinación de replantear las relaciones con los operadores y empresas del sector, sobre bases justas, legales, legítimas y sostenibles, permite a la CFE conducirse y detonar una nueva política comercial.

La CFE cuenta con un activo constituido por su reserva de capacidad en gasoductos de México y de los Estados Unidos. Pero la inadecuada, y por momentos omisa y perniciosa, gestión de ese activo, llevó a una postura definida por la búsqueda de reducción de pérdidas en lugar de una obtención de rentabilidad.

Con la suma de capacidades y el reimpulso al papel de las filiales de procura como motores económicos de la CFE, durante 2019 se sentaron las bases para una nueva política comercial de energéticos que permita alinear todos los incentivos de forma adecuada; establecer como prioridad la recuperación de costos, tanto para CFE como para privados; consiguiendo establecer un diferencial en la tasa de rentabilidad de las contrapartes, tanto de generadoras como privados, administrando de manera justa y equilibrada los factores de riesgo. La CFE ha invertido en los gasoductos, y eso implica que ha asumido riesgos distintos. La rentabilidad debe ser distinta, pero la recuperación de los costos debe ser idéntica en ambos casos, a través de una política de precios de transferencia completamente transparente que brinde certeza a inversionistas y a las autoridades fiscales, en México y en los Estados Unidos.

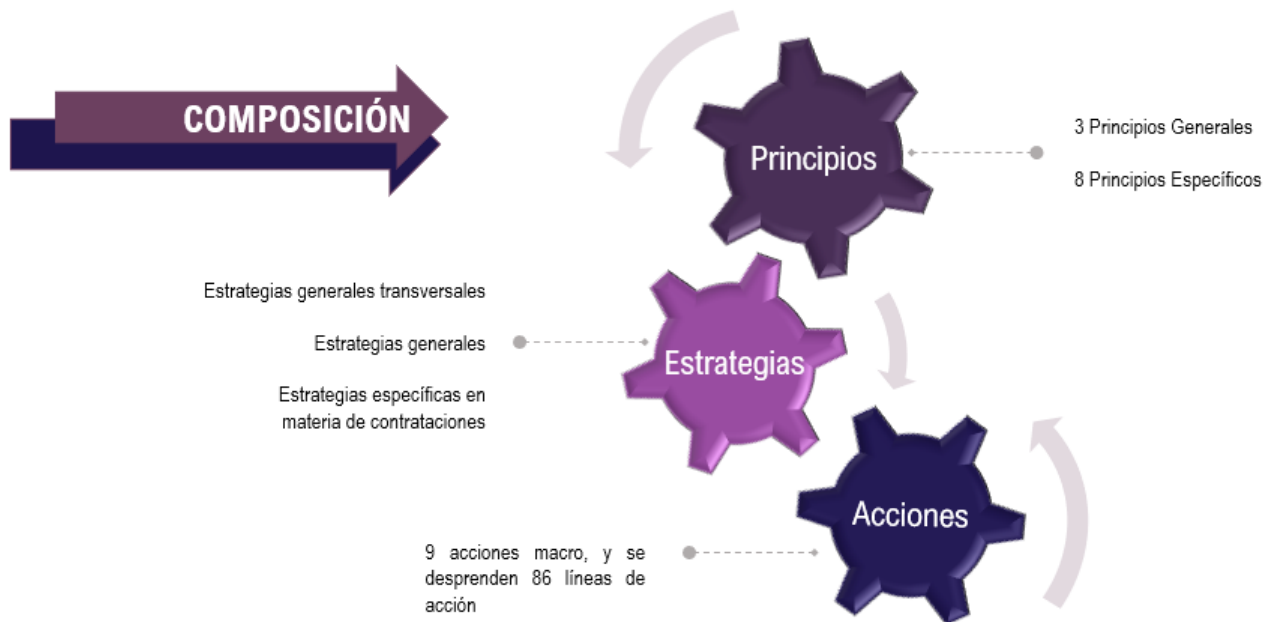
## **Programa Anticorrupción en la CFE**

De acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos que faculta al Ejecutivo Federal para la formulación, instrumentación, control y evaluación del Plan Nacional de Desarrollo, como instrumento para exponer los problemas nacionales y especificar las soluciones a estos.

La Dirección General de la CFE, determinó alinearse a los objetivos centrales de la actual Administración del Presidente Constitucional de los Estados Unidos Mexicanos, con objeto de combatir la corrupción, acorde con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, específicamente en el punto 1, Política y Gobierno, **erradicar la corrupción, el dispendio y la frivolidad.**

Por ello, el Consejo de Administración de la CFE, en febrero de 2019, aprobó el Programa Anticorrupción de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, a cargo de la Coordinación de Control Interno, la que deberá llevar a cabo su implementación y seguimiento.

## Estructura del Programa Anticorrupción.



Como inicio de los trabajos del Programa Anticorrupción, se llevaron a cabo una serie de eventos, entre los que destaca la presentación formal de dicho programa a todos los servidores públicos de la CFE, algunos de manera presencial y otros a través de medios remotos de comunicación, con la finalidad de dar a conocer los principios, estrategias, acciones y sobre todo los alcances de éste; así mismo, se hizo del conocimiento a todos los enlaces de las áreas de la CFE, quienes coordinan actividades para dar cumplimiento a las líneas de acción que se derivan del mismo.

Por otra parte, se llevaron a cabo trabajos de difusión para el personal que labora en la CFE, así como las personas físicas y morales que participan en contratos o licitaciones públicas o que puedan llegar a manejar recursos públicos de toda la Empresa, para que conozcan y detecten posibles conductas irregulares que los servidores públicos y particulares pueden cometer, incentivando la cultura anticorrupción y en su caso la denuncia de posibles actos de corrupción.

## Implementación del Programa Anticorrupción

En 2019 la Coordinación de Control Interno trabajó con las áreas responsables del corporativo, subsidiarias y filiales para dar cumplimiento a la estructura del Programa Anticorrupción, a través del registro de sus actividades realizadas en una plataforma tecnológica bajo el acrónimo de **"SIPANT"**, es decir, Sistema Informático del Programa Anticorrupción.

En el SIPANT, se encuentra un tablero de resultados que facilita la consulta del Administrador del Sistema y de la Dirección General de la CFE, sobre la instrumentación de las líneas de acción y presenta información del avance o el estado en el que se encuentran las actividades que registran las áreas involucradas.



Entre los objetivos del Programa Anticorrupción, se contempla lo siguiente:

- Fortalecer cumplimiento de las metas previstas en el plan estratégico de la CFE.
- Que el personal de la CFE se conduzca bajo el principio de Máxima Diligencia en el cumplimiento de sus actividades laborales.
- Brindar solidez al área de abastecimientos.
- Perfeccionar el sistema electrónico de contrataciones,
- Revisión y actualización de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la CFE y sus Subsidiarias.
- Reducción de las áreas contratantes.
- Incluir las mejores prácticas empresariales a nivel internacional.
- El combate frontal a la corrupción.
- El fortalecimiento del control interno.

### Logros del Programa Anticorrupción

Una vez iniciada la implementación del Programa Anticorrupción en las diversas áreas involucradas de la CFE, se identificaron factores que favorecían el uso ineficiente de recursos públicos y la proliferación de prácticas corruptas en los procesos sustantivos; por lo anterior, se llevaron a cabo actividades preventivas, de detección y correctivas a fin de atender los riesgos asociados.

Como resultado de las actividades descritas anteriormente, se obtuvieron los siguientes logros;

- Durante el 2019, el área de Auditoría Interna elaboró su Programa Anual de Auditoría 2020, el cual, por primera vez, incorpora aspectos sensibles de riesgo de corrupción en la operación.
- Por su parte, la Dirección Corporativa de Finanzas a través de su Gerencia de Administración de Soluciones, Aplicaciones y Servicios (ASARE), desarrolló un mecanismo que previene que las empresas que aparecen en el listado Empresas que Facturan con Operaciones Simuladas (EFOS) del SAT (las llamadas Empresas Fantasma), constituyan contratos de proveeduría en la CFE.
- Las propuestas de la Dirección Corporativa de Administración a través de la Coordinación de Administración y Servicios; y la Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos se materializaron en:
  - ✓ La modificación de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la CFE y sus Subsidiarias, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, para establecer que, el área especializada de inteligencia de mercado será independiente del área contratante y el rediseño de la metodología para la elaboración de investigaciones de condiciones de mercado.
  - ✓ La aprobación del Consejo de Administración de la CFE, para modificar el artículo 44, del Estatuto Orgánico de la CFE, a fin de incluir dentro de las funciones que corresponden a la Coordinación de Administración y Servicios, las relativas a proponer disposiciones normativas y de implementar acciones referidas en materia de inteligencia de mercado, lo que dio sustento a la creación de la Gerencia de Inteligencia y Análisis de Mercados.

- ✓ Tras reuniones de trabajo realizadas entre las áreas involucradas, se redujo en 49% la cantidad de áreas subcontratantes con las contaban las subsidiarias de generación.
- ✓ La renovación total del Programa de Aseguramiento Integral 2019 tuvo una reducción del 33.1%, en el costo por el pago de primas.
- ✓ Aprobación del Consejo de Administración de la CFE, de las Políticas que Regulan la Disposición y Enajenación de los Bienes Muebles de la Comisión Federal de Electricidad, de sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales.
- Las acciones realizadas por las áreas de la EPS CFE Distribución reflejaron lo siguiente:
  - ✓ En cuanto al aseguramiento de la medición, se logró disminuir el porcentaje de pérdidas de energía eléctrica en 0.24 puntos porcentuales, al pasar de 11.21% a 10.97%.
  - ✓ Lo correspondiente a regularizar el suministro de energía eléctrica en asentamientos conectados de forma indebida, resultaron beneficiadas 4,342 viviendas mediante el establecimiento de 16 Convenios, los cuales fueron realizados en 19 zonas de Distribución pertenecientes a las Divisiones: Jalisco, Valle de México Norte, Centro Oriente, Noroeste, Norte y Peninsular.
  - ✓ Para el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica y optimización de redes, en 35 Zonas de Distribución pertenecientes a las 16 Divisiones del país, se ejecutaron un total de 436 proyectos integrados por; 15 alimentadores de Media Tensión, 477 km de línea en construcción de Media Tensión, 18 restauradores, 55 cuchillas de operación en grupo y 2,103 transformadores.
- Derivado del análisis de la información, se advirtieron algunas conductas probablemente constitutivas de responsabilidad administrativa y/o penal, por lo que se presentaron diversas denuncias ante las autoridades correspondientes.
- Según datos que reporta la Unidad de Transparencia de la CFE, hubo un avance significativo en el cumplimiento de las obligaciones de transparencia; de acuerdo con la evaluación que emite el Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Generales (INAI), en el 2018 se reflejaba un 54% de cumplimiento, y en la evaluación del 2019, éste reportó un cumplimiento del 85%.

El Programa Anticorrupción ha servido para que todos los servidores públicos de la CFE asuman la responsabilidad del cambio de rumbo con la nueva visión de la Empresa, en el combate frontal a la corrupción y mejores prácticas internacionales; por lo anterior, la CFE continuará impulsando el cumplimiento de este Programa para que sus beneficios sean permanentes dentro de la empresa, con sus respectivas actualizaciones.

# PROCESOS DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

# GENERACIÓN

## RESULTADOS AGREGADOS DE LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN DE LA CFE

### Escenario Tecnológico

En el 2018, la CFE contaba con un parque de generación de 157 centrales propias y 30 centrales de Productores Externos, con un total de 958 Unidades Generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 55,264.9 MW.

El 24% de la Capacidad correspondía a los Contratos que tiene la CFE con los Productores Externos de Energía, los cuales son administrados por CFE Generación V.

Del total de la capacidad, el 28% correspondía a centrales que genera energía con fuentes limpias como el agua, el viento, vapor geotérmico, Sol y la energía nuclear y el 72% con hidrocarburos.

Las siguientes tablas presentan el escenario tecnológico del parque de generación agrupado en dos rubros, las centrales propias de CFE y las correspondientes a los Productores Externos, mismas que se dividen por tecnología.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva*
Hidroeléctrica	60	167	12,106.2	12,125.4
Vapor	21	58	11,785.6	10,931.6
Ciclo Combinado	17	73	9,422.4	7,988.0
Carboeléctrica	3	15	5,378.4	5,378.4
Turbogás	41	92	2,986.1	2,662.5
Geotermoeléctrica	4	25	873.6	873.6
Combustión Interna	5	27	370.8	359.0
Eoloeléctrica	3	8	86.3	85.7
Solar Fotovoltaica	2	2	6.0	6.0
<b>Total SNNR</b>	<b>156</b>	<b>467</b>	<b>43,015.4</b>	<b>40,410.1</b>

Ciclo Combinado	24	79	12,673.8	12,633.9
Eoloeléctrica	6	410	612.9	612.9
<b>PEE</b>	<b>30</b>	<b>489</b>	<b>13,286.7</b>	<b>13,246.8</b>

CNLV	1	2	1,400.0	1,608.0
------	---	---	---------	---------

<b>Total CFE (SNNR+ PEE)</b>	<b>187</b>	<b>958</b>	<b>57,702.0</b>	<b>55,264.9</b>
------------------------------	------------	------------	-----------------	-----------------

Escenario Tecnológico del Parque de Generación 2018

La CFE en el 2019 contó con un parque de generación de 158 centrales asignadas a cinco Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y Corporativo y 32 centrales de Productores Externos, con un total de 967 Unidades Generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 57,872 MW.

El 25.9% de la Capacidad corresponde a los Contratos que tiene la CFE con los Productores Externos de Energía, los cuales son administrados por CFE Generación V.

Del total de la capacidad, el 26% corresponde a centrales que generan energía con fuentes limpias como el agua, el viento, vapor geotérmico, Sol y la energía nuclear y el 74% con hidrocarburos.

En el 2019 se incrementó la capacidad efectiva bruta del parque de generación en 2,607.1 MW de nueve unidades generadoras con la entrada en operación comercial de los siguientes proyectos:

- C.C.C. Empalme I de CFE Generación VI, el 7 diciembre de 2019, 777MW de CE.
- C.C.C. Noreste (Escobedo) de CFE Generación V, el 11 de enero de 2019, 857MW de CE.
- C.C.C. Noroeste (Topolobampo II) de CFE Generación V, el 15 de octubre de 2019, 887MW de CE.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva*
Hidroeléctrica	60	167	12,106.2	12,125.4
Vapor	21	58	11,785.6	10,931.6
Ciclo Combinado	18	76	10,230.9	8,765.4
Carboeléctrica	3	15	5,378.4	5,463.5
Turbogás	41	92	2,986.1	2,662.5
Geotermoeléctrica	4	25	873.6	873.6
Combustión Interna	5	27	370.8	359.0
Eoloeléctrica	3	8	86.3	85.7
Solar Fotovoltaica	2	2	6.0	6.0
<b>Total SNNR</b>	<b>157</b>	<b>470</b>	<b>43,823.9</b>	<b>41,272.6</b>

Ciclo Combinado	26	85	14,418.4	14,378.5
Eoloeléctrica	6	410	612.9	612.9
<b>PEE</b>	<b>32</b>	<b>495</b>	<b>15,031.2</b>	<b>14,991.3</b>

CNLV	1	2	1,400.0	1,608.0
------	---	---	---------	---------

<b>Total CFE (SNNR+ PEE)</b>	<b>190</b>	<b>967</b>	<b>60,255.2</b>	<b>57,872.0</b>
------------------------------	------------	------------	-----------------	-----------------

Escenario Tecnológico del Parque de Generación 2019

PEE: Productores Externos de Energía

\*El valor indicado de los Productores Externos de Energía es capacidad neta garantizada.

### CFE Generación I

La capacidad bruta efectiva de CFE Generación I en el 2019 representó el 12.3% del total del parque de Generación de CFE y no tuvo variaciones respecto al año 2018.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	19	43	2,844.8	2,845.9
Vapor	3	9	2,911.6	2,855.6
Ciclo Combinado	1	5	722.5	591.0
Turbogás	14	21	659.6	638.0
Combustión Interna	1	5	217.8	209.8
<b>Total</b>	<b>38</b>	<b>83</b>	<b>7,356.3</b>	<b>7,140.2</b>

Escenario Tecnológico 2018 y 2019 Centrales CFE Generación I

### CFE Generación II

La capacidad bruta efectiva de CFE Generación II en el 2019 representó el 14.7% del total del parque de Generación de CFE y no tuvo variaciones respecto al año 2018.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	18	40	3,021.7	3,021.7
Vapor	3	9	1,702.0	1,270.0
Ciclo Combinado	6	26	3,360.8	2,705.6
Carboeléctrica	1	4	1,400.0	1,400.0
Turbogás	0	1	25.0	18.0
Combustión Interna	1	3	106.1	104.1
<b>Total</b>	<b>29</b>	<b>83</b>	<b>9,615.7</b>	<b>8,519.4</b>

Escenario Tecnológico 2018 y 2019 Centrales CFE Generación II

### CFE Generación III

La capacidad bruta efectiva de CFE Generación III en el 2019 representó el 14.5% del total del parque de Generación de CFE y no tuvo variaciones respecto al año 2018.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	5	18	2,210.3	2,217.5
Vapor	7	16	3,104.0	3,088.0
Ciclo Combinado	4	18	2,828.1	2,647.8

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Turbogás	6	17	436.5	396.8
Combustión Interna	1	9	18.7	17.0
Solar Fotovoltaica	1	1	1.0	1.0
<b>Total</b>	<b>24</b>	<b>79</b>	<b>8,598.5</b>	<b>8,368.1</b>

Escenario Tecnológico 2018 y 2019 Centrales CFE Generación III

### CFE Generación IV

La capacidad bruta efectiva de CFE Generación IV en el 2019 representó el 14.5% del total del parque de Generación de CFE y no tuvo variaciones respecto al año 2018.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	2	13	3,300.0	3,300.0
Vapor	3	7	1,128.5	1,128.5
Ciclo Combinado	1	6	690.0	521.8
Carboeléctrica	1	7	2,778.4	2,778.4
Turbogás	11	28	774.7	683.0
<b>Total</b>	<b>18</b>	<b>61</b>	<b>8,671.6</b>	<b>8,411.6</b>

Escenario Tecnológico 2018 y 2019 Centrales CFE Generación IV

### CFE Generación V

La capacidad neta garantizada de los contratos que administra CFE Generación V en el 2019 representó el 25.9% del total del parque de Generación de CFE y con la entrada en operación comercial de las centrales C.C.C. Noreste (Escobedo) y C.C.C. Noroeste (Topolobomapo II) incremento su capacidad en 1,744 MW.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Neta Garantizada
Ciclos Combinados	24	79	12,673.8	12,633.9
Eoloeléctrica	6	410	612.9	612.9
<b>Total</b>	<b>30</b>	<b>489</b>	<b>13,286.7</b>	<b>13,246.8</b>

Escenario Tecnológico 2018 Centrales CFE Generación V

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Neta Garantizada
Ciclos Combinados	26	85	14,418.4	14,378.5
Eoloeléctrica	6	410	612.9	612.9
<b>Total</b>	<b>32</b>	<b>495</b>	<b>15,031.2</b>	<b>14,991.3</b>

Escenario Tecnológico 2019 Centrales CFE Generación V

### CFE Generación VI

La capacidad bruta efectiva de CFE Generación VI en el 2019 representó el 15.3% del total del parque de Generación de CFE y con la entrada en operación comercial de la central ciclo combinado Empalme I incremento su capacidad en 777 MW.

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	16	53	729.4	740.3
Vapor	5	17	2,939.5	2,589.5
Ciclo Combinado	5	18	1,821.0	1,521.9
Carboeléctrica	1	4	1,200.0	1,200.0
Turbogás	10	25	1,090.3	926.7
Geotermoeléctrica	4	25	873.6	873.6
Combustión Interna	2	10	28.2	28.1
Eoloeléctrica	3	8	86.3	85.7
Solar Fotovoltaica	1	1	5.0	5.0
<b>Total</b>	<b>47</b>	<b>161</b>	<b>8,773.3</b>	<b>7,970.8</b>

Escenario Tecnológico 2018 Centrales CFE Generación VI

Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	16	53	729.4	740.3
Vapor	5	17	2,939.5	2,589.5
Ciclo Combinado	6	21	2,629.5	2,299.3
Carboeléctrica	1	4	1,200.0	1,285.1
Turbogás	10	25	1,090.3	926.7
Geotermoeléctrica	4	25	873.6	873.6
Combustión Interna	2	10	28.2	28.1



Tipo	Número de		Capacidad en MW	
	Centrales	Unidades	Placa	Bruta Efectiva
Eoloeléctrica	3	8	86.3	85.7
Solar Fotovoltaica	1	1	5.0	5.0
<b>Total</b>	<b>48</b>	<b>164</b>	<b>9,581.8</b>	<b>8,833.3</b>

Escenario Tecnológico 2019 Centrales CFE Generación VI

### Generación Anual

En el año 2019, las centrales generadoras de CFE y de los Productores Externos de Energía en su conjunto generaron menos energía que en el 2018, 8.3TWh en términos de energía bruta y 7.3TWh en términos de energía neta.

Los principales factores que influyeron para esta disminución fueron:

- Entrada de nuevos generadores con menores costo de producción que las centrales de CFE, principalmente con fuentes de energía renovable, siendo las centrales de Vapor Convencional y las Carboeléctricas las más afectadas en su despacho.
- Reducción de ~27% en la generación de centrales hidroeléctricas derivado de una política de protección de los embalses y menores aportaciones pluviales.
- Recarga programada de combustible de la central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

### Generación Bruta (GWh)

La energía sin considerar los consumos propios de las centrales generadoras de CFE en el 2019 disminuyó un 3.2% respecto al año 2018.

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	10,620	9,883	10,513	10,200	11,087	11,248	12,145	12,207	11,320	11,111	10,513	10,229	131,078
Vapor	2,065	2,426	2,947	3,734	3,898	4,153	4,046	4,397	3,660	2,512	2,189	1,936	37,964
Hidroeléctrico	1,553	1,760	2,268	2,483	3,926	3,914	3,116	2,554	2,679	2,951	1,945	1,396	30,545
Carboeléctrico	2,122	2,113	2,843	2,583	2,810	2,796	2,509	2,889	2,400	2,402	2,174	1,705	29,345
Turbogás	372	393	429	413	561	665	721	733	736	637	624	566	6,852
Geotermoeléctrico	496	432	452	420	429	418	436	423	411	416	444	471	5,248
Combustión Int.	134	136	165	156	162	147	213	188	183	173	149	142	1,946
Eoloeléctrico	266	189	178	169	98	52	243	192	131	188	193	243	2,142
Solar Fotovoltáico	0.6	0.7	0.9	1.1	1.3	1.1	0.9	0.8	0.8	0.8	0.6	0.5	10.3
Nucleoeléctrico	1,190	1,070	1,145	1,088	1,176	955	1,169	1,167	1,119	1,172	1,144	1,159	13,555
<b>Total</b>	<b>18,819</b>	<b>18,403</b>	<b>20,943</b>	<b>21,247</b>	<b>24,148</b>	<b>24,350</b>	<b>24,598</b>	<b>24,751</b>	<b>22,639</b>	<b>21,564</b>	<b>19,376</b>	<b>17,847</b>	<b>258,685</b>

Generación Bruta 2018 en GWh del Parque de Generación

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	10,654	9,704	10,792	11,052	12,877	12,812	12,978	13,336	12,347	12,488	10,388	10,716	140,143
Vapor	1,844	2,892	3,084	2,947	3,837	3,936	3,620	4,079	3,188	2,726	2,460	1,665	36,279
Hidroeléctrico	1,415	1,576	1,725	2,244	2,736	2,505	2,272	2,191	1,631	1,403	1,340	1,200	22,237
Carboeléctrico	1,882	2,222	2,161	1,738	1,842	1,898	2,456	2,703	2,276	1,607	1,194	1,254	23,233
Turbogás	627	637	665	715	823	800	872	920	813	689	486	416	8,464
Geotermoeléctrico	459	439	466	435	458	443	452	446	418	418	389	420	5,245
Combustión Int.	149	131	136	145	123	144	149	151	148	143	137	122	1,678
Eoloeléctrico	302	136	197	141	49	82	186	88	126	118	256	237	1,916
Solar Fotovoltáico	0.6	0.6	0.2	0.9	1.2	0.2	2.6	0.9	0.8	0.8	0.6	0.5	10.0
Nucleoeléctrico	895	466	1,021	865	586	892	1,024	1,047	1,113	1,081	1,134	1,065	11,190
<b>Total</b>	<b>18,227</b>	<b>18,204</b>	<b>20,248</b>	<b>20,282</b>	<b>23,333</b>	<b>23,511</b>	<b>24,012</b>	<b>24,961</b>	<b>22,060</b>	<b>20,675</b>	<b>17,785</b>	<b>17,095</b>	<b>250,395</b>

Generación Bruta 2019 en GWh del Parque de Generación

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	34	-179	278	851	1,790	1,564	833	1,129	1,026	1,377	-125	486	9,066
Vapor	-221	466	137	-787	-61	-217	-426	-318	-471	214	271	-271	-1,685
Hidroeléctrico	-138	-183	-543	-239	-1,190	-1,410	-844	-363	-1,048	-1,548	-605	-195	-8,308
Carboeléctrico	-239	109	-682	-845	-969	-897	-53	-187	-124	-795	-980	-451	-6,112
Turbogás	254	244	236	302	263	134	151	187	77	52	-138	-150	1,612
Geotermoeléctrico	-37	7	14	16	29	25	16	22	7	3	-54	-50	-3
Combustión Int.	15	-5	-29	-11	-39	-3	-63	-37	-34	-30	-11	-19	-268
Eoloeléctrico	36	-54	19	-27	-49	30	-56	-104	-5	-71	63	-7	-226
Solar Fotovoltáico	-0.1	-0.1	-0.8	-0.1	0.0	-0.9	1.7	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-0.3
Nucleoeléctrico	-295	-604	-124	-223	-589	-63	-145	-120	-6	-91	-10	-94	-2,365
<b>Total</b>	<b>-592</b>	<b>-199</b>	<b>-695</b>	<b>-965</b>	<b>-815</b>	<b>-839</b>	<b>-586</b>	<b>210</b>	<b>-579</b>	<b>-889</b>	<b>-1,591</b>	<b>-752</b>	<b>-8,290</b>

Diferencias Generación Bruta 2019 - 2018 en GWh del Parque de Generación

### Generación Neta (GWh)

La generación entregada al sistema en el año 2019 fue de 243.7 TWh y representó una disminución en la generación de 2.91% respecto al 2018 originado principalmente por la entrada de nuevos generadores, que desplazan la participación de las centrales de CFE ante el incremento en la demanda del SEN de 2.8%.

El fortalecimiento en la infraestructura de transporte y la mayor disponibilidad de gas natural para la generación representaron para las centrales ciclo combinado de CFE un incremento en la producción de energía de 7% en comparación con el año anterior, sin embargo, la falta de agua en los embalses de las grandes hidroeléctricas representó para CFE una disminución en la participación de la producción de energía en México.

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	10,532	9,797	10,425	10,109	10,984	11,137	12,025	12,088	11,182	10,998	10,414	10,139	129,829
Vapor	1,887	2,237	2,719	3,462	3,614	3,857	3,738	4,077	3,377	2,305	2,004	1,769	35,047
Hidroeléctrico	1,527	1,731	2,236	2,454	3,891	3,880	3,084	2,527	2,654	2,924	1,918	1,370	30,196
Carboeléctrico	1,946	1,950	2,635	2,391	2,605	2,587	2,302	2,669	2,207	2,212	2,007	1,568	27,079
Turbogás	360	381	414	397	542	647	703	714	717	620	608	551	6,651
Geotermoeléctrico	470	408	428	397	405	395	411	399	389	393	420	446	4,961
Combustión Int.	128	130	158	150	155	140	204	180	175	166	141	136	1,862
Eoloeléctrico	266	189	178	168	97	52	242	192	131	188	193	243	2,140
Solar Fotovoltáico	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.1	0.9	0.8	0.8	0.8	0.6	0.5	10.1
Nucleoeléctrico	1,158	1,041	1,113	1,060	1,146	930	1,139	1,136	1,090	1,142	1,115	1,129	13,200
<b>Total</b>	<b>18,274</b>	<b>17,866</b>	<b>20,307</b>	<b>20,589</b>	<b>23,441</b>	<b>23,626</b>	<b>23,848</b>	<b>23,983</b>	<b>21,921</b>	<b>20,949</b>	<b>18,820</b>	<b>17,351</b>	<b>250,976</b>

Generación Neta 2018 en GWh del Parque de Generación

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	10,568	9,615	10,703	10,948	12,766	12,696	12,858	13,212	12,229	12,382	10,319	10,629	138,927
Vapor	1,703	2,688	2,862	2,741	3,582	3,648	3,349	3,792	2,948	2,519	2,272	1,530	33,633
Hidroeléctrico	1,400	1,562	1,710	2,227	2,713	2,485	2,252	2,171	1,615	1,389	1,326	1,187	22,038
Carboeléctrico	1,742	2,062	1,995	1,598	1,693	1,738	2,272	2,507	2,105	1,478	1,089	1,143	21,422
Turbogás	611	622	649	699	805	783	853	900	797	674	475	407	8,277
Geotermoeléctrico	434	416	441	411	433	419	427	419	394	394	370	396	4,954
Combustión Int.	143	125	131	139	118	138	142	144	141	136	131	117	1,604
Eoloeléctrico	301	136	197	141	49	82	186	88	126	118	255	236	1,915
Solar Fotovoltáico	0.6	0.6	0.2	0.9	1.2	0.2	2.6	0.9	0.8	0.8	0.6	0.5	9.9
Nucleoeléctrico	870	452	991	841	571	867	997	1,016	1,083	1,052	1,104	1,037	10,881
<b>Total</b>	<b>17,773</b>	<b>17,679</b>	<b>19,680</b>	<b>19,747</b>	<b>22,732</b>	<b>22,856</b>	<b>23,339</b>	<b>24,252</b>	<b>21,437</b>	<b>20,143</b>	<b>17,342</b>	<b>16,683</b>	<b>243,661</b>

Generación Neta 2019 en GWh del Parque de Generación

	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Total
Ciclo Combinado	36	-182	279	839	1,782	1,559	833	1,124	1,047	1,384	-95	490	9,098
Vapor	-184	451	143	-721	-32	-209	-389	-285	-430	214	268	-239	-1,413
Hidroeléctrico	-127	-169	-525	-227	-1,177	-1,395	-831	-355	-1,039	-1,535	-592	-183	-8,158
Carboeléctrico	-204	112	-640	-793	-913	-849	-30	-162	-102	-734	-918	-425	-5,657
Turbogás	251	241	235	302	263	136	150	187	80	54	-132	-143	1,626
Geotermoeléctrico	-35	8	14	15	27	23	15	20	5	1	-50	-49	-7
Combustión Int.	15	-5	-28	-11	-37	-2	-62	-36	-33	-29	-10	-19	-258
Eoloeléctrico	36	-54	19	-27	-49	30	-56	-104	-5	-71	63	-7	-225
Solar Fotovoltáico	-0.1	-0.1	-0.8	-0.1	0.0	-0.9	1.7	0.1	0.0	0.1	0.0	0.0	-0.2
Nucleoeléctrico	-288	-589	-123	-219	-574	-63	-142	-120	-7	-90	-11	-93	-2,320
<b>Total</b>	<b>-500</b>	<b>-187</b>	<b>-627</b>	<b>-843</b>	<b>-710</b>	<b>-770</b>	<b>-510</b>	<b>268</b>	<b>-484</b>	<b>-806</b>	<b>-1,478</b>	<b>-668</b>	<b>-7,315</b>

Diferencias Generación Neta 2019 - 2018 en GWh del Parque de Generación

## Indicadores Operativos

La evaluación operativa del parque de generación de CFE se realiza mensualmente a través del seguimiento del Programa Operativo Anual (POA) que evalúa una serie de indicadores estratégicos que permiten medir el desempeño operativo y la eficacia de las acciones estratégicas implementadas por las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación.

En el año 2018 el POA consideraba trece indicadores, de los cuales solo prevalecieron tres, para el año 2019.

Para el 2019 la configuración del POA cambió a diez indicadores con un enfoque más operativo atendiendo las necesidades de la alta dirección, por lo que los reportes anuales no son comparables entre sí.

Núm	Indicador	UM	Metas Acumuladas Trimestrales 2018				Programa 2018 Diciembre	Resultado 2018 Diciembre	
			1er Trimestre	2º Trimestre	3er Trimestre	4º Trimestre			
1	Capacidad Neta Efectiva	MW	38,307	40,633	40,708	40,927	40,927	38,455	
2	Disponibilidad de energía ofertada en el mercado	%	68.30	67.88	70.61	70.78	70.78	72.90	
3	Energía Neta	GWh	34,864	80,245	127,237	165,427	165,427	151,408	
4	Eficiencia térmica neta (todas las unidades)	%	33.81	34.39	34.64	34.91	34.91	33.49	
5	Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	%	18.52	19.35	19.54	19.40	19.40	23.48	
6	Margen porcentual por energía	%	16.04	18.20	21.16	21.17	21.17	16.35	
7	Costo Anualizado por Capacidad Efectiva	\$ / kWaño	202.71	397.77	594.27	830.35	830.35	604.81	
8	Emisiones a la atmósfera de CO2	mTon	21,023	46,014	71,587	92,262	92,262	82,831	
9	Potencia Ofertada al Mercado	MW	27,115	27,733	28,948	29,097	29,097	28,026	
10	Retiro Programado de Capacidad Instalada	MW	810.46	957.32	957.32	1,407.32	1,407.32	650.60	
11	Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Termoeléctricas)	Num	51	106	122	178	178	126	

Núm	Indicador	UM	Metas Acumuladas Trimestrales 2018				Programa 2018 Diciembre	Resultado 2018 Diciembre	
			1er Trimestre	2º Trimestre	3er Trimestre	4º Trimestre			
12	Cumplimiento al Mantenimiento de Centrales (Hidroeléctricas)	Num	39	71	89	126	126	116	
13	Adición de Capacidad por Proyectos Comprometidos	MW	219.32	2,687.78	2,715.14	3,374.24	3,374.24	193	

Programa Operativo Anual 2018

No incluye información de PEE's ni Central Nucleoelectrica

En 2019, evaluación del Programa Operativo Anual presentó los siguientes resultados:

Núm	Indicador	UM	Cierre 2018	Metas Operativas Acumuladas 2019				Meta 2019 A dic	Resultado 2019 a dic	
				1er Trimestre	2º Trimestre	3er Trimestre	4º Trimestre			
1	Capacidad Neta	MW	40,109	40,239	41,808	42,665	42,665	42,665	40,981	Ref 1
2	Generación Neta*1	GWh	164,608	34,607	80,976	130,293	168,649	168,649	150,073	Ref 2
3	Régimen Térmico Neto (todas las unidades)	kJ/kWh	10,760	10,799	10,648	10,552	10,439	10,439	10,759 <sup>4</sup>	Ref 3
4	Factor de Planta	%	46.30	40.08	44.75	46.77	45.25	45.25	41.55	Ref 4
5	Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias*2	%	29.52	21.84	25.36	25.23	24.86	24.86	25.29	
6	Indisponibilidad por Falla*3	%	7.83	6.94	5.32	4.56	3.87	3.87	6.14	Ref 5
7	Indisponibilidad por Decremento	%	2.89	3.05	2.91	2.96	2.64	2.64	2.81	Ref 6
8	Número de Mtos concluidos (todos)	No.	N/A	141	304	386	591	591	553	
9	Capacidad Mantenida (Mtos. definidos)	MW	N/A	14,702	25,840	26,894	36,066	36,066	33,762	
10	Energía no Generada por Mantenimiento Extendido*	MWh	N/A	0	0	0	0	0	7,273,442	

Programa Operativo Anual 2019

\*1 Incluye la generación de Centrales Propias: EPS I, EPS II, EPS III, EPS IV, EPS VI y CNLV así como UPS

\*2 Su cálculo debe ser con la generación neta, incluyendo la de UPS.

\*3 Valor corregido con la ENOG por mantenimiento extendido que afecta a falla

\*4 Valor preliminar ya que aún no se cuenta con los valores definitivos de consumo de combustibles RVM, por motivos del hackeo del que fue víctima PEMEX

\*Es el total de la ENOG por mantenimiento extendido reportado por la Coordinación Termo, de los cuales sólo 3,529,329 MWh afectan al indicador de indisponibilidad por falla.

Las principales desviaciones respecto a las metas establecidas en el año 2019 se presentaron en los indicadores de Generación Neta, Factor de Planta e Indisponibilidad por Falla.

### **Generación Neta**

En el 2019, la Generación Neta para las Unidades Generadoras de CFE en el 2019 fue 18.6 TWh menor a la programado; los principales factores que originaron las desviaciones en este indicador fueron:

- Bajo despacho por parte del CENACE.
- Baja energía acumulada en los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Restricciones de Gas en la zona centro del país.
- Retraso en la entrada en operación del RM de la C.C.C. Tula,
- Reprogramación de la entrada en operación de las C.C.C. Empalme I y C.C.C. Empalme II.
- Extensión en la recarga de combustible de la C.N. Laguna Verde.
- Fallas, decrementos y extensión de mantenimientos originados por el rezago en la aplicación de mantenimiento en años anteriores.

### **Factor de Planta**

En el 2019, la Factor de Planta de las Unidades Generadoras de CFE en el 2019 fue 0.7% menor a lo programado; los principales factores que originaron las desviaciones en este indicador fueron:

- Bajo despacho por parte del CENACE.
- Baja energía acumulada en los embalses de las centrales hidroeléctricas.
- Restricciones de Gas en la zona centro del país.
- Retraso en la entrada en operación del RM de la C.C.C. Tula,
- Reprogramación de la entrada en operación de las C.C.C. Empalme I y C.C.C. Empalme II.
- Extensión en la recarga de combustible de la C.N. Laguna Verde.
- Fallas, decrementos y extensión de mantenimientos originados por el rezago en la aplicación de mantenimiento en años anteriores.

### **Indisponibilidad por Falla**

En el 2019, la Indisponibilidad por Falla de las Unidades Generadoras de CFE en el 2019 fue 2.27% superior a lo programado; el principal factor que originó las desviaciones en este indicador fue el rezago en la ejecución de los mantenimientos de los últimos años, lo que ocasionó que los equipos no se encuentren en las condiciones óptimas de operación, representando salidas no programadas de las unidades generadoras.

Para mitigar el incumplimiento de los indicadores operativos, la CFE implementó en el año 2019, un programa amplio de mantenimientos al parque de generación de CFE, que en conjunto con las inversiones que serán realizadas en los próximos años permitirán recuperar gradualmente la confiabilidad y disponibilidad de los equipos e incrementar la generación.

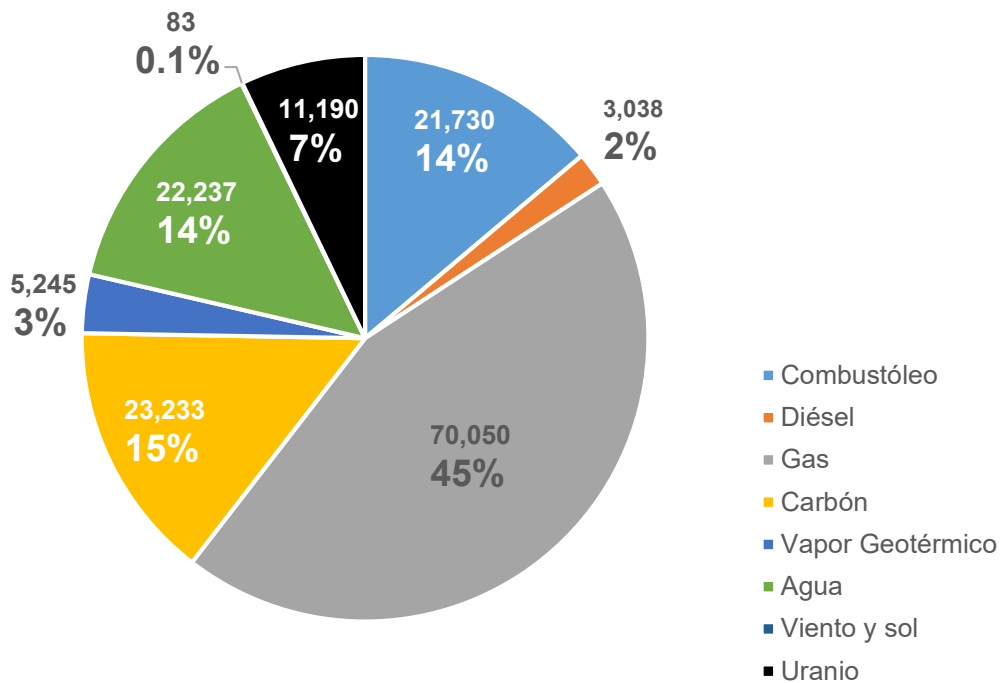
### Fuentes Primarias de Energía

Las centrales generadoras de CFE, por la diversidad de tecnologías existentes, utilizan diferentes fuentes primarias para la generación de energía, sin embargo, la modernización del parque de generación y la adopción de medidas ambientales para la reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> han representado cambios importantes en el uso de hidrocarburos para la generación en los últimos años.

Con un mercado basado en costos, las unidades generadoras que son más eficientes o que utilizan el energético más barato para la producción de energía tienen una ventaja competitiva respecto a las centrales térmicas convencionales.

En el 2019 las centrales de CFE incrementaron el uso de gas natural para la generación en 6.4% comparado con el 2018, reduciendo los costos de producción respecto a centrales que utilizan carbón o combustóleo como energético.

Participación de fuentes primarias de energía 2019 (GWh)



AÑO	% Combustóleo	% Diésel	% Gas	% Carbón	% Vapor Geotérmico	% Agua	% Viento	% Sol	% Uranio
2017	17.2	1.2	36.2	18	3.5	17.6	0.1	0.006	6.4
2018	14.2	1.5	38.4	17.1	3.1	17.8	0.1	0.006	7.9
2019	13.9	1.9	44.7	14.8	3.3	14.2	0.04	0.006	7.1

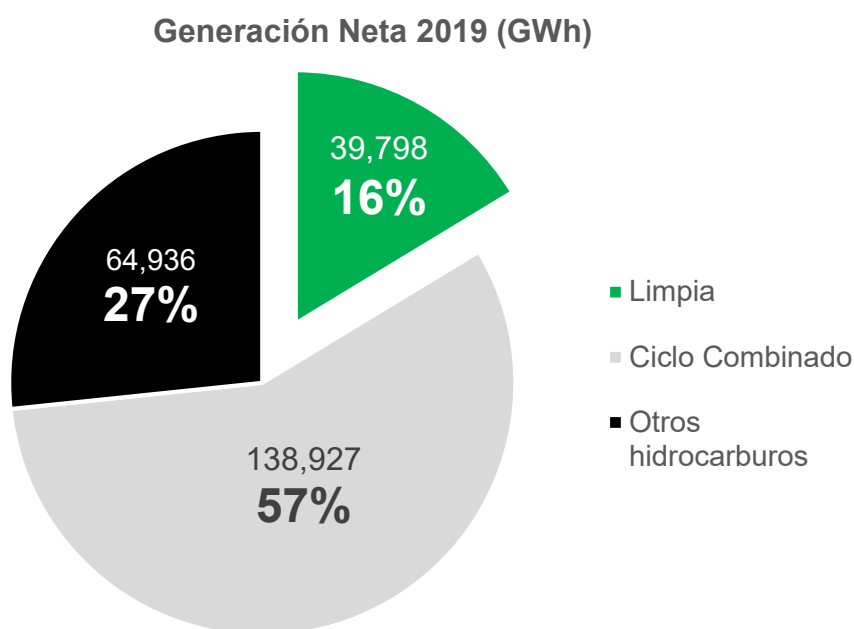
Participación de fuentes primarias de energía

La mayor participación como fuente primaria para la generación de energía eléctrica en el 2019 fue el Gas con un 45%, y con aproximadamente el 15%, el Combustóleo, el Carbón y el agua las segundas fuentes más utilizadas.

Si bien el mayor consumo de gas va ligado a la operación de las centrales de ciclo combinado por ser la tecnología más eficiente que utiliza este combustible, las centrales de vapor convencional que fueron convertidas para poder utilizar este energético representaron el 23% del consumo total y el gas utilizado en las centrales Turbogás y de cogeneración representó el 9% en el 2019.

### Energías Limpias

En el año 2019, la generación de la CFE (incluyendo los Productores Externos de Energía) a partir de fuentes limpias representó el 16% de la energía neta generada por CFE; además los ciclos combinados (138.9 TWh) que utilizan gas natural para generación, que son menos contaminantes que centrales de vapor convencional, representaron el 57% de la generación de las seis Empresas Productivas Subsidiarias de Generación de CFE.



Generación con energías limpias en 2019

El 2019 fue el segundo año con menores aportaciones pluviales que se tiene registro de la CFE, lo que representó una disminución en la generación hidroeléctrica de 27% (8.16 TWh), pasando de un porcentaje de generación con energía limpia de 20% en 2018 a 16% en 2019

Con estos resultados, las centrales generadoras de CFE que utilizan combustibles fósiles y de baja eficiencia energética representaron únicamente el 27% de la generación neta en el año 2019,



fortaleciendo el compromiso de la empresa con el medio ambiente y el cumplimiento de los objetivos ambientales establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo.

### Operaciones en el mercado eléctrico

La CFE cuenta con seis Empresas Productivas Subsidiarias de Generación que representan a las centrales eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista.

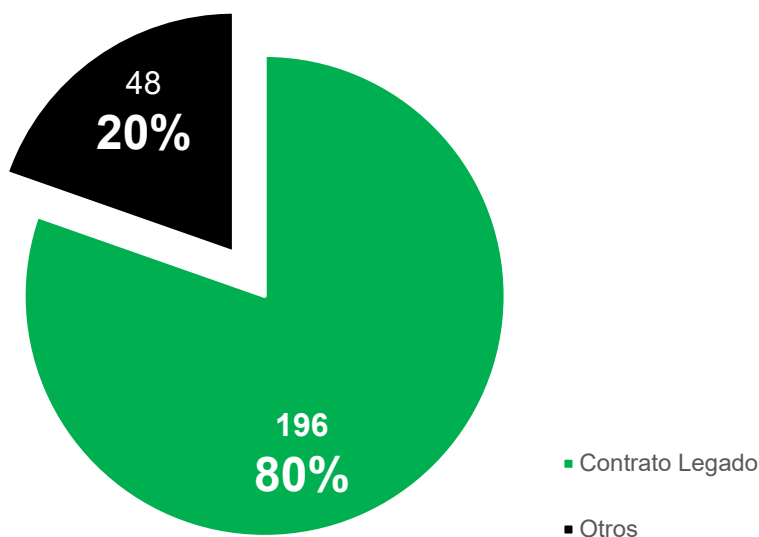
De acuerdo con las reglas de mercado, las centrales de CFE comercializan la energía y productos asociados en el mercado de corto plazo y en contratos bilaterales con diferentes Suministradores.

El 28 de agosto de 2017, como lo establece la Ley de la Industria Eléctrica, las EPS de Generación formalizaron con CFE Suministrador de Servicios Básicos el Contrato Legado, que es el Contrato de Cobertura más grande del mundo para la Compraventa de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energías Limpias.

Este Contrato tiene como objetivo proporcionar una cobertura a la Empresa de Suministro Básico con el fin de evitar la exposición financiera derivada de las fluctuaciones en los precios de energía dentro del Mercado Eléctrico Mayorista, y para las EPS de Generación, les garantiza el reconocimiento de sus costos fijos y variables cuando se opere dentro del ejercicio del Contrato.

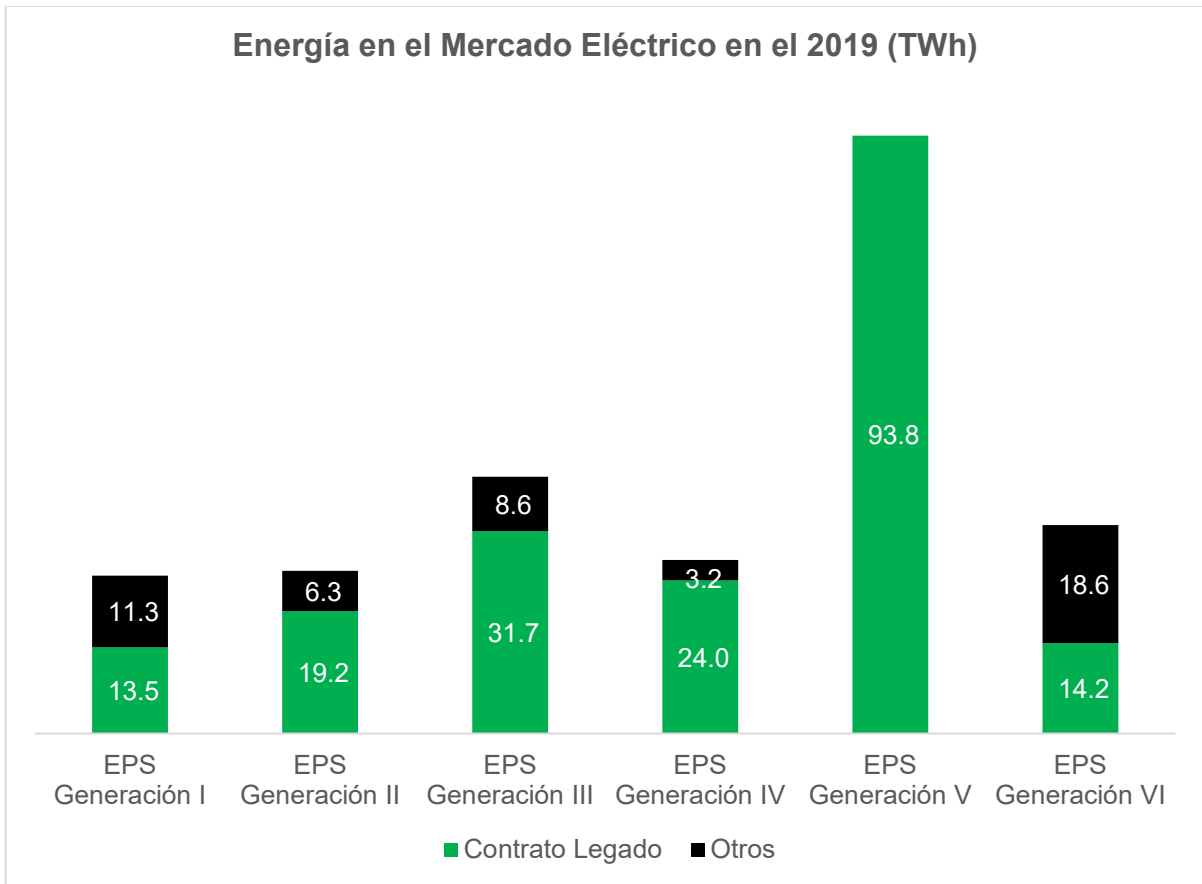
En el 2019, bajo este Contrato se transaccionaron 196.4 TWh de energía de las centrales de CFE, lo que representó el 80% del total de la energía liquidada en el Mercado; el 20% restante se comercializó a través del Mercado Spot, contratos de cobertura con otros Suministradores Calificados y subastas a mediano y largo plazo.

Energía en el Mercado Eléctrico en el 2019 (TWh)



Energía liquidada en el Mercado Eléctrico en el 2019

Cada EPS de Generación liquidó la energía en el Contrato Legado de acuerdo con las coberturas establecidas por la Secretaría de Energía, siendo CFE Generación V la que proporciona una mayor cobertura al Suministrador de Servicios Básicos, al estar compuesta por tecnología de ciclo combinado y eólica, que representan mayores ahorros a Suministro Básico debido a los costos bajos de producción de energía.



Energía liquidada en el Mercado Eléctrico por EPS en el 2019

La energía liquidada en Mercado puede presentar diferencias respecto a la energía generada por consumo de usos propios adquiridos en el Mercado Spot y procesos de reliquidaciones de acuerdo con lo establecido en el Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos del CENACE.

## Reorganización de Portafolios de EPS de Generación

El 25 de noviembre de 2019, la Secretaría de Energía publicó en el Diario Oficial de la Federación los “Términos para la reasignación de activos y contratos para la generación a las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales de la Comisión Federal de Electricidad” en los cuales se instruye a la CFE y sus EPS, la reasignación del portafolios de centrales generadoras asignadas a las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación

Los mapas y tablas presentan la asignación de centrales realiza en 2016, los activos entregados y recibidos por cada Empresa y la nueva asignación que inició operaciones el primer día del año 2020.

### CFE Generación I



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación I en 2017

Las Centrales que CFE Generación I entregó a otras EPS fueron:

Central	EPS a la que entrega
C.C.I. Baja California Sur I	CFE Generación III
C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte)	CFE Generación III
C.H. Bacurato	CFE Generación III
C.H. Boquilla	CFE Generación III

Central	EPS a la que entrega
C.H. Colina	CFE Generación III
C.H. Gral. Salvador Alvarado (Sanalona)	CFE Generación III
C.H. Humaya	CFE Generación III
C.H. Luis Donald Colosio (Huites)	CFE Generación III
C.H. Mocuzari	CFE Generación III
C.H. Oviachic	CFE Generación III
C.H. Plutarco Elías Calles (El Novillo)	CFE Generación III
C.H. Raúl J. Marsal (Comedero)	CFE Generación III
C.T. Villa de Reyes	CFE Generación IV
C.H. Ángel Albino Corzo (Penitas)	CFE Generación VI
C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	CFE Generación VI
C.H. Electroquímica	CFE Generación VI
C.H. Malpaso	CFE Generación VI
C.H. Micos	CFE Generación VI

Las Centrales que CFE Generación I recibió de otras EPS por la reorganización de portafolios fueron:

Central	EPS de la que recibe
C.C.C. San Lorenzo Potencia	CFE Generación II
C.C.C. Tula	CFE Generación II
C.C.C. Valle de México	CFE Generación II
C.T. Valle de México	CFE Generación II
C.H. Infiernillo	CFE Generación III
C.H. Ing. Carlos Ramirez Ulloa (El Caracol)	CFE Generación III
C.H. Villita	CFE Generación III
C. Cogeneración Salamanca (TG)	CFE Generación VI
C.H. Colotlipa	CFE Generación VI
C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)	CFE Generación VI
C.H. Portezuelos I	CFE Generación VI
C.H. Portezuelos II	CFE Generación VI



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación I en 2020

## CFE Generación II



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación II en 2017

Las Centrales que CFE Generación II entregó a otras EPS fueron:

Central	EPS a la que entrega
C.C.C. San Lorenzo Potencia	CFE Generación I
C.C.C. Tula	CFE Generación I
C.C.C. Valle de México	CFE Generación I
C.T. Valle de México	CFE Generación I
C.C.C. Agua Prieta II	CFE Generación III
C.C.I. Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)	CFE Generación III
C.C.C. Chihuahua II (C.C.C. El Encino)	CFE Generación IV
C.T. Altamira	CFE Generación IV
C.T. Carbón II	CFE Generación IV
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	CFE Generación IV
C.C.C. Poza Rica	CFE Generación VI

Las Centrales que CFE Generación II recibió de otras EPS por la reorganización de portafolios fueron:

Central	EPS de la que recibe
C.C.C. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	CFE Generación III
C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)	CFE Generación III
C.T. Manzanillo II	CFE Generación IV
C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	CFE Generación IV
C.G. Los Azufres	CFE Generación VI



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación II en 2020

### CFE Generación III



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación III en 2017

Las Centrales que CFE Generación III entregó a otras EPS fueron:

Central	EPS a la que entrega
C.H. Infiernillo	CFE Generación I
C.H. Ing. Carlos Ramirez Ulloa (El Caracol)	CFE Generación I
C.H. Villita	CFE Generación I
C.C.C. Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	CFE Generación II
C.T. Gral. Manuel Alvarez Moreno (Manzanillo)	CFE Generación II
C.C.C. Gomez Palacio	CFE Generación IV
C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Rio Bravo)	CFE Generación IV
C.H. Falcon	CFE Generación IV
C.H. La Amistad	CFE Generación IV
C.T. Francisco Villa	CFE Generación IV
C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Rio Bravo)	CFE Generación IV



Las Centrales que CFE Generación III recibió de otras EPS por la reorganización de portafolios fueron:

Central	EPS de la que recibe
C.C.I. Baja California Sur I	CFE Generación I
C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte)	CFE Generación I
C.H. Bacurato	CFE Generación I
C.H. Boquilla	CFE Generación I
C.H. Colina	CFE Generación I
C.H. Gral. Salvador Alvarado (Sanalona)	CFE Generación I
C.H. Humaya	CFE Generación I
C.H. Luis Donald Colosio (Huites)	CFE Generación I
C.H. Mocuzari	CFE Generación I
C.H. Oviachic	CFE Generación I
C.H. Plutarco Elías Calles (El Novillo)	CFE Generación I
C.H. Raúl J. Marsal (Comedero)	CFE Generación I
C.C.C. Agua Prieta II	CFE Generación II
C.C.I. Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)	CFE Generación II
C.C.C. Empalme II	CFE Generación IV
C.T. Punta Prieta II	CFE Generación IV
C.T.G. La Paz	CFE Generación IV
C.T.G. Tijuana	CFE Generación IV
C.C.C. Empalme I (Guaymas II)	CFE Generación VI
C.C.C. Hermosillo	CFE Generación VI
C.FV. Cerro Prieto	CFE Generación VI
C.G. Cerro Prieto	CFE Generación VI
C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	CFE Generación VI
C.C.I. Guerrero Negro II	CFE Generación VI
C.TG. Guerrero Negro II	CFE Generación VI
C.G. Tres Vírgenes	CFE Generación VI



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación III en 2020

## CFE Generación IV



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación IV en 2017

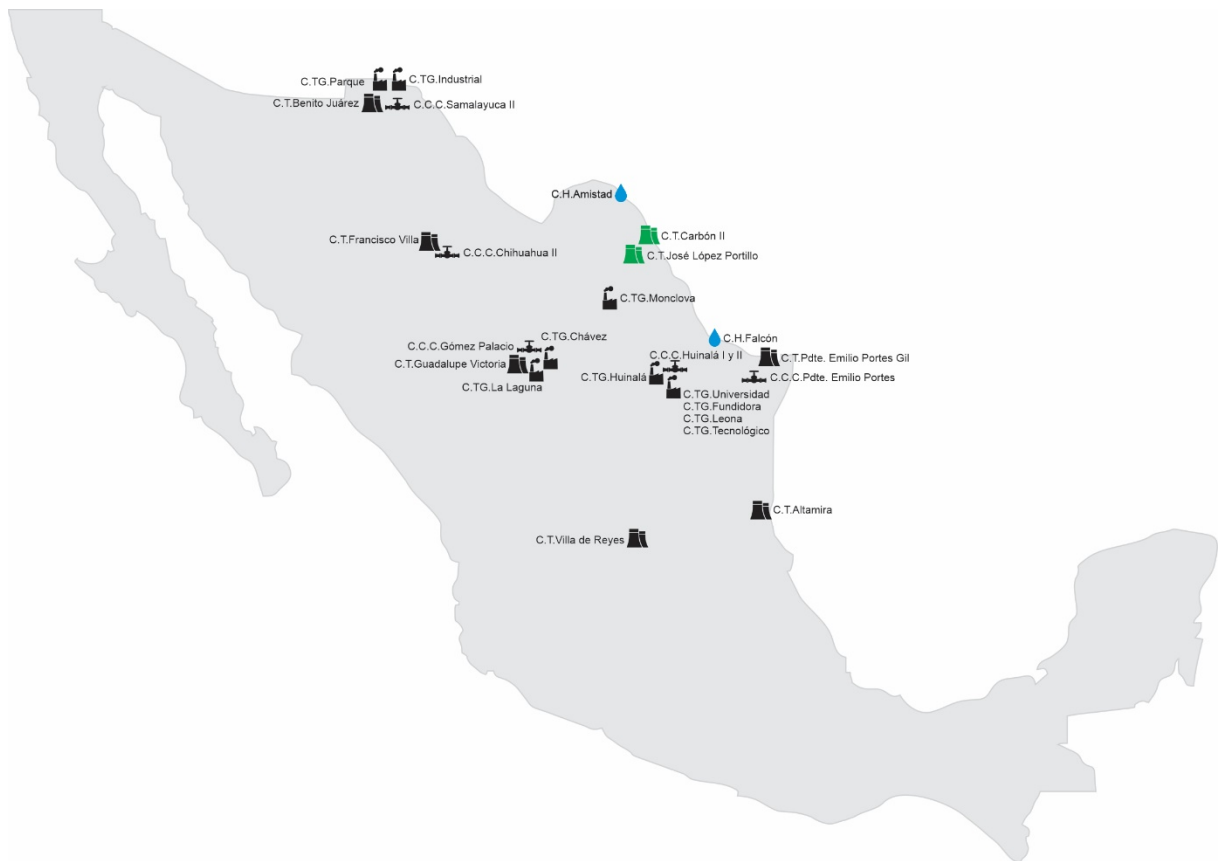
Las Centrales que CFE Generación IV entregó a otras EPS fueron:

Central	EPS a la que entrega
C.T. Manzanillo II	CFE Generación II
C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	CFE Generación II
C.C.C. Empalme II	CFE Generación III
C.T. Punta Prieta II	CFE Generación III
C.T.G. La Paz	CFE Generación III
C.T.G. Tijuana	CFE Generación III
C.H. Belisario Domínguez (Angostura)	CFE Generación VI
C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasen)	CFE Generación VI

Las Centrales que CFE Generación IV recibió de otras EPS por la reorganización de portafolios fueron:

Central	EPS de la que recibe
C.T. Villa de Reyes	CFE Generación I
C.C.C. Chihuahua II (C.C.C. El Encino)	CFE Generación II
C.T. Altamira	CFE Generación II
C.T. Carbón II	CFE Generación II
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	CFE Generación II

Central	EPS de la que recibe
C.C.C. Gomez Palacio	CFE Generación III
C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Rio Bravo)	CFE Generación III
C.H. Falcon	CFE Generación III
C.H. La Amistad	CFE Generación III
C.T. Francisco Villa	CFE Generación III
C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Rio Bravo)	CFE Generación III
C.C.C. Huinalá	CFE Generación VI
C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)	CFE Generación VI
C.T.G. Huinalá	CFE Generación VI
C.T. Jose Lopez Portillo (Rio Escondido)	CFE Generación VI



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación IV en 2020

## CFE Generación V

La Reorganización de los portafolios de centrales generadoras de las Empresas Productivas Subsidiarias de CFE no consideró cambios a los Contratos de Productores Externos de Energía asignados a CFE Generación V.

## CFE Generación VI



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación VI en 2017

Las Centrales que CFE Generación VI entregó a otras EPS fueron:

Central	EPS a la que entrega
C. Cogeneración Salamanca (TG)	CFE Generación I
C.H. Colotlipa	CFE Generación I
C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)	CFE Generación I
C.H. Portezuelos I	CFE Generación I
C.H. Portezuelos II	CFE Generación I
C.G. Los Azufres	CFE Generación II
C.C.C. Empalme I (Guaymas II)	CFE Generación III
C.C.C. Hermosillo	CFE Generación III
C.FV. Cerro Prieto	CFE Generación III
C.G. Cerro Prieto	CFE Generación III
C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)	CFE Generación III
C.C.I. Guerrero Negro II	CFE Generación III
C.TG. Guerrero Negro II	CFE Generación III
C.G. Tres Vírgenes	CFE Generación III
C.C.C. Huinalá	CFE Generación IV
C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)	CFE Generación IV

Central	EPS a la que entrega
C.T.G. Huinalá	CFE Generación IV
C.T. Jose Lopez Portillo (Rio Escondido)	CFE Generación IV

Las Centrales que CFE Generación VI recibió de otras EPS por la reorganización de portafolios fueron:

Central	EPS de la que recibe
C.H. Ángel Albino Corzo (Penitas)	CFE Generación I
C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	CFE Generación I
C.H. Electroquímica	CFE Generación I
C.H. Malpaso	CFE Generación I
C.H. Micos	CFE Generación I
C.C.C. Poza Rica	CFE Generación II
C.H. Belisario Dominguez (Angostura)	CFE Generación IV
C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	CFE Generación IV



Portafolio de Centrales Generadoras asignadas a CFE Generación VI en 2020

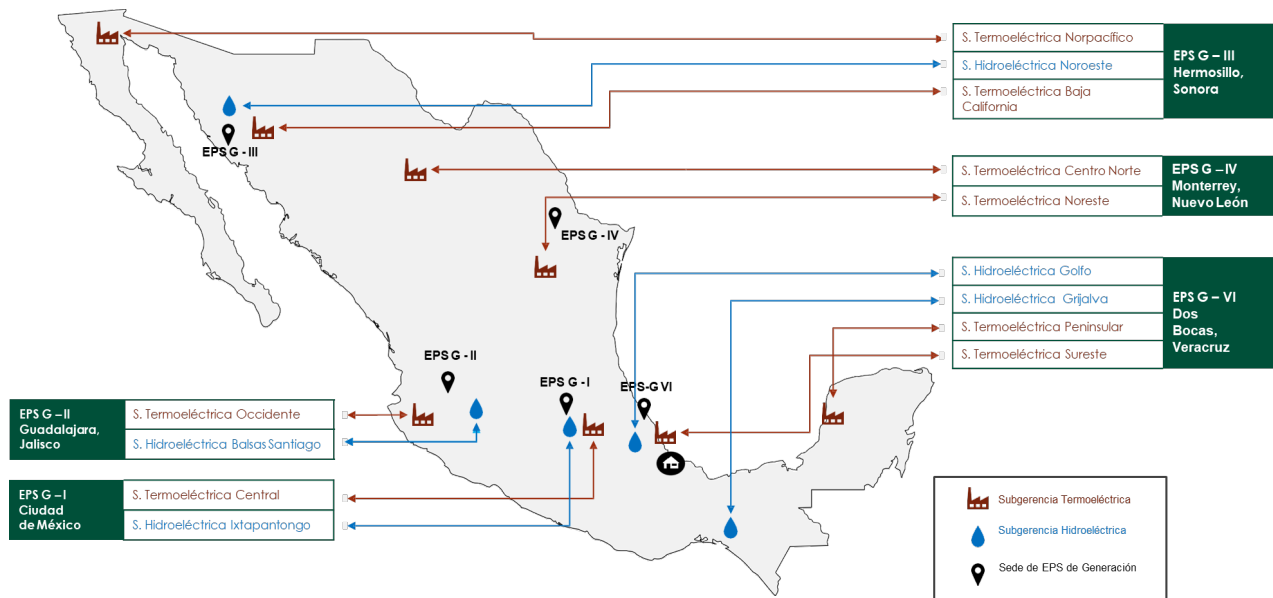
### Unidades Móviles de Emergencia

Con la finalidad de que la CFE esté en condiciones de contribuir a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, así como coadyuvar con la sociedad mexicana en condiciones de emergencia, la Secretaría de Energía asignó al Corporativo de CFE los activos de las Unidades Móviles de Emergencia, las cuales en el Consejo de Administración fueron transferidas a la Subdirección de Negocios No Regulados de la Dirección Corporativa de Operaciones.

Esta asignación facilita la gestión operativa de dichas unidades ante condiciones de emergencia en el Sistema Eléctrico Nacional.

### Subgerencias Técnicas de Proceso

Acorde a la Regionalización territorial de los activos instruida por la Secretaría de Energía, los Consejos de Administración aprobaron la reorganización de las subgerencias técnicas de proceso con la finalidad de alinear la reorganización regional y de optimizar la operación y administración del parque de generación asignado a cada Empresa.



Reasignación de Subgerencias de Proceso por la Reorganización de Portafolios de Generación

# 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 2019 comparado con 2018**

Escenario tecnológico Transmisión	Unidad de medida	Datos		Variaciones
		2018	2019	2017 a 2018
1. Longitud de Líneas de Transmisión	Km	108,017	110,117	2,100
2. Subestaciones de Potencia	No	2,192	2,223	31
3. Capacidad de Subestaciones	MVA	162,602	166,165	3,563

Fuente: CFE Transmisión, diciembre 2019

Km – Kilómetro

No – Número

MVA – Megavolt-Ampere

La construcción e integración de estas 31 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 (3,563 MVA) en 2.1%, principalmente se realizaron en las regiones Noroeste, Occidente y Norte del país.

**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.

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
2019													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.181	0.874	0.885	1.204	1.647	2.442	2.568	2.693	4.778	2.778	4.768	3.198	3.198
SAIFI	0.008	0.018	0.019	0.029	0.054	0.070	0.073	0.080	0.084	0.086	0.087	0.091	0.091
Variaciones													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	-0.256	0.377	0.121	0.324	0.711	0.918	0.958	0.91	2.954	0.768	2.719	1.088	1.088
SAIFI	0.002	0.008	0.006	0.009	0.030	0.024	0.020	0.019	0.020	0.013	0.011	0.012	0.012

Fuente: CFE Transmisión, MDE Tablero diciembre 2019

Índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI

### Principales proyectos de infraestructura 2019

Durante 2019 se amplió la Red Nacional de Transmisión (RNT) incorporando las obras de 8 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones con una inversión de \$92.97 millones de dólares, incrementando en más de 349.98 kilómetros-circuito de redes de transmisión y en 725 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	288 SLT 1722 Distribución Sur (3ª Fase)	Cosoleacaque, Ver.	5.99	40 MVA, 3.96 Km-C 10 A.	3.96	0
2	283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada al CC Norte III, Sitio Cereso	Juárez	15.66	12.9 Km-C, 10 A	12.9	0
3	300 LT 1812 Red de Transmisión Asociada al CC Topolbampo III	Bacum, Ahome, Cajeme, Son.	24.49	276 Km-C, 5A.	276	0
4	309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México	CDMX	6.6	4.6 Km-C.	4.6	0
5	321 SLT 1920D Subestaciones y Líneas de Distribución (4ª Fase)	Tlahualilo, Dgo.	2.92	20 MVA, 5A.		0
6	321 SLT 1920E Subestaciones y Líneas de Distribución (5ª Fase)	Ciudad Madero, Tamps.	5.45	30 MVA, 1.42 Km-C, 8A.	1.42	0
7	336 SLT 2001A Subestaciones y Líneas Baja California Sur – Noroeste (1ª Fase)	Nogales, y Hermosillo, Sonora	15.99	425 MVA, 0.3 Km-C, 5A.	0.3	425

No. Proy.	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDD	Características Principales	km-c	MVAs
8	336 SLT 2001B Subestaciones y Líneas Baja California Sur – Noroeste (2ª Fase)	Los Cabos, BC	15.87	300 MVA, 50.8 Km-C, 4A.	50.8	300
<b>Total</b>			<b>92.97</b>		<b>349.98</b>	<b>725</b>

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

Así también en 2019 se amplió la Red Nacional de Transmisión (RNT) incorporando 3 obras de Obra Pública Financiada, con una inversión de \$286.19 millones de pesos, incrementando en más de 58.2 kilómetros-circuito de redes de transmisión, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio.

No. Proy.	Nombre de la Obra	Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVAs
1	LT. Diana – Condesa	Ciudad de México	40.48	1.2 Km-C	1.2	0
2	LT. Escárcega - Candelaria	Escárcega, Campeche	89.53	57 Km-C	57	0
3	S.E. Maniobras SET 2	Toluca. Estado de México	156.18	4A	0	0
<b>Total</b>			<b>286.19</b>		<b>58.2</b>	<b>0</b>

**Abreviaturas:**

**Km-C:** kilómetro circuito

**MVAR:** Megavolt Ampere reactivo

**A:** Alimentadores.

**MDP:** Millones de Pesos

## Proyectos legados

### 1 - 288 SLT 1722C Distribución Sur (3ª Fase)

Inversión: 5.99 MUSD

Características: 40 MV, 3.96 Km.C, 10A

Descripción: Solventar la demanda de energía eléctrica asociada al crecimiento de infraestructura habitacional y comercial en el Mpio. de Cosoleacaque, Ver., así mismo, mejorar la calidad y continuidad del suministro de Energía Eléctrica en este sector.

**2 - 283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada al CC Norte III, Sitio Cereso**

Inversión: 15.66.91 MUSD

Características: 12.9 Km-C, 10A.

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica en el corto y mediano plazo, con la confiabilidad y capacidad requerida por el sector; dando como resultado fortalecer al Sistema Eléctrico; para seguir impulsando el desarrollo del Estado de Chihuahua.

**3 - 300 LT 1812 Red de Transmisión Asociada al CC Topolbampo III**

Inversión: 24.9 MUSD

Características: 276 Km-C, 5A

Descripción: Incrementar la capacidad de Transmisión en el Sistema de Energía Eléctrica, asegurando la confiabilidad y calidad del servicio.

**4 - 309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México**

Inversión: 6.6 MUSD

Características: 4.6 Km-C

Descripción: Satisfacer la demanda de energía eléctrica en la Zona Centro del Valle de México, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

**5 - 321 SLT 1920D Subestaciones y Líneas de Distribución (4ª Fase)**

Inversión: 2.92 MUSD

Características: 20 MVA, 5A

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica, con la confiabilidad y capacidad requerida por el sector; dando como resultado fortalecer al Sistema Eléctrico; para seguir impulsando el desarrollo del Estado de Durango.

**6 - 321 SLT 1920E Subestaciones y Líneas de Distribución (5ª Fase)**

Inversión: 5.45 MUSD

Características: 30 MVA, 1.42 Km-C, 8A

Descripción: Solventar la demanda intercalada entre las áreas de influencia actuales de las S.E.'S Tampico y Polvorín ubicadas en el Puerto de Tampico y Cd Madero, Tamps., para mejorar la calidad y continuidad del suministro de energía eléctrica en este sector.

**7 - 336 SLT 2001A Subestaciones y Líneas Baja California Sur – Noroeste (1ª Fase)**

(Antes Red de Guaymas II)

Inversión: 15.99 MUSD

Características: 425 MVA, 0.3 Km-C, 5A

Descripción: Incrementar la capacidad de Transmisión en el Sistema de Energía Eléctrica, asegurando la confiabilidad y calidad del servicio.

**8 - 336 SLT 2001B Subestaciones y Líneas Baja California Sur – Noroeste (2ª Fase)**

(Antes Red de Guaymas III)

Inversión: 15.87 MUSD

Características: 300 MVA, 50.8 Km-C, 4A

Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión en el Sistema de Energía Eléctrica, asegurando la confiabilidad y calidad del servicio.

MUSD: Millones de dólares

## Proyectos Obra Publica Presupuestal

### 1 - L.T. Diana – Condesa

Inversión: 40.48 MDP

Características: 1.2 Km-C

Descripción: Satisfacer la demanda de energía eléctrica en la zona centro del Valle de México, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

### 2 - L.T. Escárcega - Candelaria

Inversión: 89.53 MDP

Características: 57 Km-C

Descripción: Satisfacer la demanda de energía eléctrica de la población rural y urbana del Estado de Campeche y contribuir con la confiabilidad del suministro de energía eléctrica de la zona.

### 3 - S.E. Maniobras SET 2

Inversión: 156.18 MDP

Características: 4A

Descripción: Alimentar de energía al proyecto tren interurbano Toluca – Valle de México y reforzar el sistema eléctrico en la región del Estado de México.

MDP: Millones de Pesos

## Principales Proyectos de Infraestructura

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

Durante 2019 se concluyó la construcción de 8 Proyectos Legados de Líneas de Transmisión y Subestaciones con una inversión de \$ 92.97 millones de dólares y más de 349.98 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, apartarrayos, cuchillas, bancos de baterías, tableros de transferencia y boquillas).
- Líneas: reubicación e instalación de apartarrayos 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**



**L.T. Central Generadora Potosí Solar – Potosí Solar Maniobras (mayo 2019)**

Se ubica en Ejido los Hernández, en el Municipio de Villa de Ramos Estado de San Luis Potosí.

**L.T. Teotihuacan – Lago (mayo 2019)**

Se encuentra ubicada en los Municipios de Teotihuacan y Texcoco, Edo. Mex.



**L.T. El Palmar. Cd. Los Cabos (marzo 2019)**

Inicia en marco de S.E. El palmar y finaliza en marco de S.E. C.D. los Cabos en el estado de Baja California Sur.

**Subestación CD Los Cabos Bco. 5 SF6 (marzo 2019)**

Se ubica en km 114 carretera a Todos Santos, Cabo San Lucas, en el estado de B.C. Sur.



**Subestación Esperanza (junio 2019)**

La subestación se ubica en calle 12 sur km. 2 en el poblado Miguel Alemán municipio de Hermosillo, Estado de Sonora.



Otras: Aportaciones de Terceros

**Subestación Rumorosa (RUM)**

15 de marzo de 2019.

Ubicada en el municipio de: Tecate, Baja California.



**Subestación Dañu (DAN) Bahía**

**DAN-93Q60** 15 de marzo 2019.

Ubicada en el municipio de: Nopala, Hidalgo.

**Subestación Tres Estrellas**

20 de noviembre 2019.

Ubicada en el municipio de: Tuxpan, Veracruz.



**Subestación Torreón Sur** 08 de junio 2019.

Ubicada en el municipio de: Matamoros, Coahuila.



**Subestación La 31 de enero 2019.**

**Ubicada en el municipio de:** Durango, Durango.



**Subestación Maniobras SOLEM (MSL)**

16 de enero 2019.

**Ubicada en el municipio de:** El Llano, Aguascalientes.

**Subestación Maniobras BMW (BMW)**

01 de octubre 2019.

**Ubicada en el municipio de:** Villa de Reyes, San Luis Potosí.



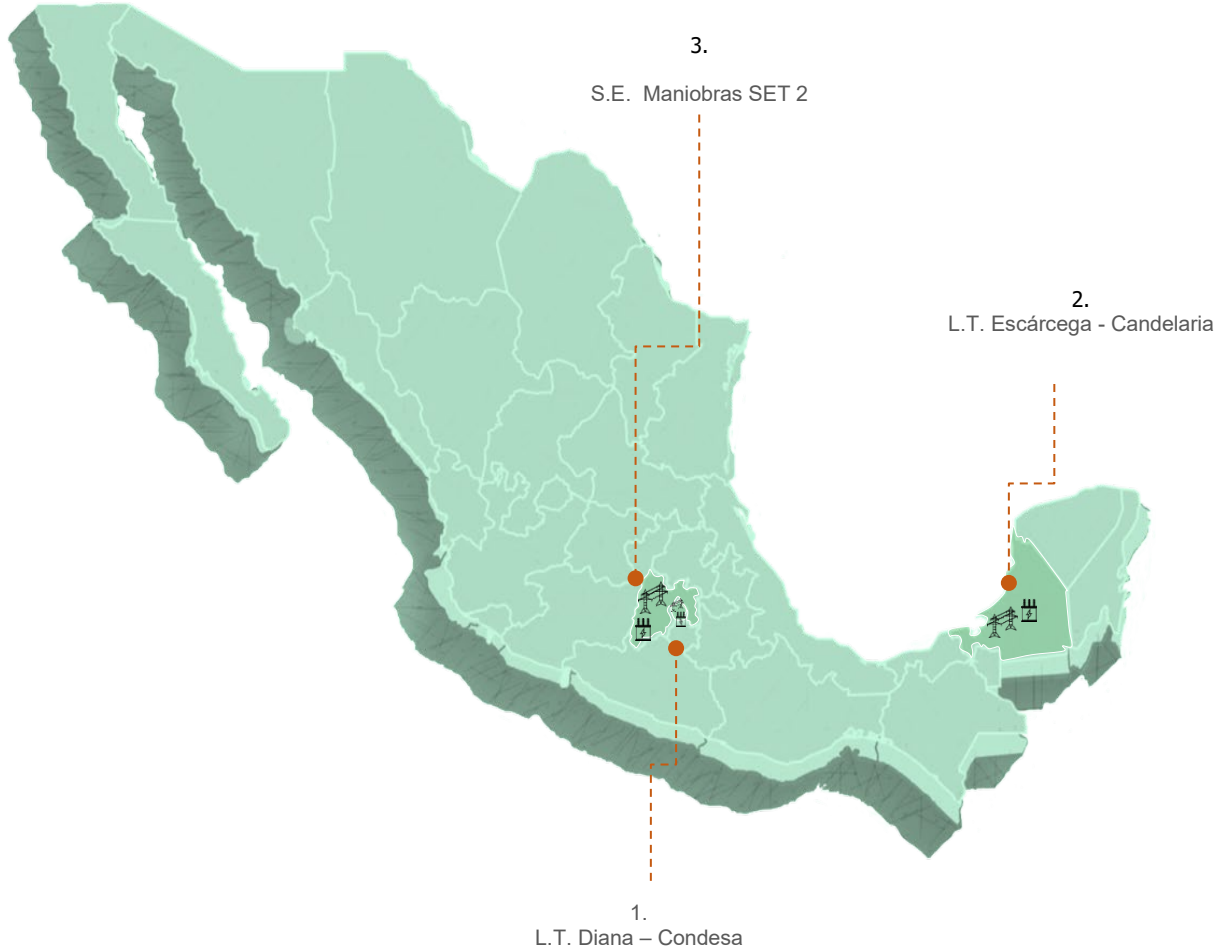


## Proyectos de Transmisión concluidos en 2019 – Obra Pública Financiada



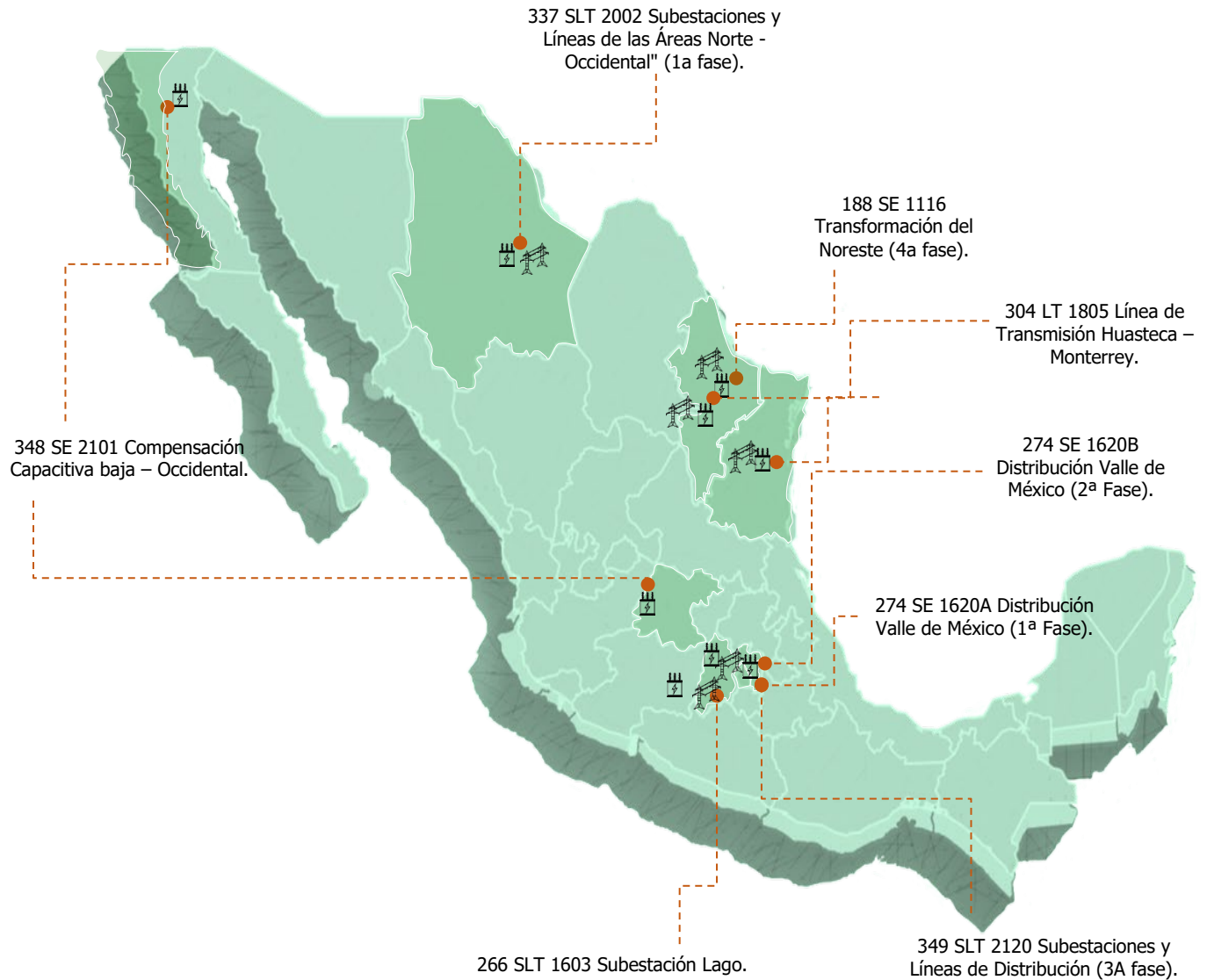
### Proyectos de Transmisión concluidos en 2019 – Obra Pública Presupuestal

Por otra parte, bajo la modalidad de Obra Pública Presupuestal (OPP), se concluyeron dos proyectos de subestaciones y líneas, que representan metas de 58.2 Km-C y 4 alimentadores. Estos proyectos representaron una inversión de \$ 286.19 millones de pesos.



### Proyectos de Transmisión en construcción en 2019 – Obra Pública Financiada

A diciembre de 2019, se encontraban en construcción 8 proyectos de subestaciones y líneas, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). Dichas obras representan metas por 878.6 km-c, 3,455 MVA, 685 MVAr y 249 alimentadores. Estos proyectos significan una inversión conjunta por \$491.896 millones de dólares.



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



S.E. Regiomontano Bco. 1/ 188 SE 1116  
Transformación del Noreste (4a fase)

Este Proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$ 5.707 millones de dólares y está ubicado en los municipios de León, Guanajuato y Mexicali, Baja California. Está Integrado por seis obras de subestaciones eléctricas. El proyecto en conjunto aportará 174 MVAR. Se remarca la importancia de este proyecto para la Confiabilidad del Sistema Eléctrico de la Región Baja - Occidental. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para junio de 2020.

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$30.980 millones de dólares y está ubicado en el municipio de Cadereyta Jiménez, Nuevo León. Está integrado por seis obras, de las cuales dos son subestaciones eléctricas y cuatro líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 97.6 km-c, 500 MVA y 11 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 Noreste, cita en el Estado de Nuevo León. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para agosto de 2020.



S.E. León III MVAR / 348 SE 2101 Compensación  
Capacitiva baía – Occidental



S.E. Champayan Ampl. / 304 LT 1805 Línea  
de Transmisión Huasteca - Monterrey

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 el municipio de Cadereyta Jiménez, Nuevo León, Güémez y Altamira, Tamaulipas. Está integrado por cinco obras, de las cuales dos son subestaciones eléctricas y tres líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 441.8 km-c, 195.3 MVAR, 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 Nacional en su Región Oriente y Noreste. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para marzo de 2021.

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de \$89.751 millones de dólares y está ubicado en Municipios de la Ciudad de México. Está integrado por quince obras, de las cuales once son subestaciones eléctricas, y cuatro líneas de transmisión. El proyecto en conjunto aportará 26.10 km-c, 420 MVA, 73.8 MVAR y 83 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 Centro, cita en el Ciudad de México. La fecha estimada de conclusión del proyecto es para noviembre de 2020.



LT. Aragón entq. Esmeralda - Xalostoc/ 274 SE 1620B  
Distribución Valle de México (2ª Fase).



## Exportación – Importación de Electricidad

En el año 2019, a través de la Red Nacional de Transmisión se importaron 6,588 GWh y se exportaron 2,357 GWh.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados) GWh			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
1.Importación	6,076	6,852	6,588	12.77	-3.85
2.Exportación	2,040	1,813	2,357	-11.13	30.00

Fuente: Balance de Energía de CFE Transmisión

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	
	2017**	2018**	2019**	2017 a 2019	2018 a 2019
1.SAIFI	0.231	0.079	0.091	-0.152	0.012
2.SAIDI	4.601	2.110	3.198	-2.491	1.088
3.IDT	99.643	99.662	99.668	0.019	0.006

Fuente: CFE Transmisión, MDE Tablero diciembre 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

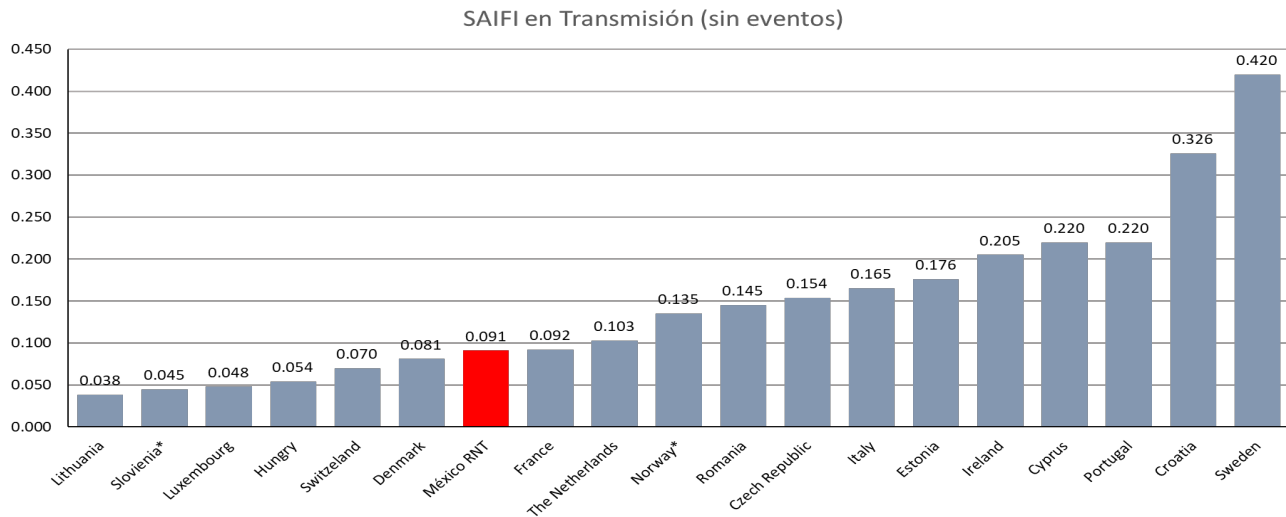
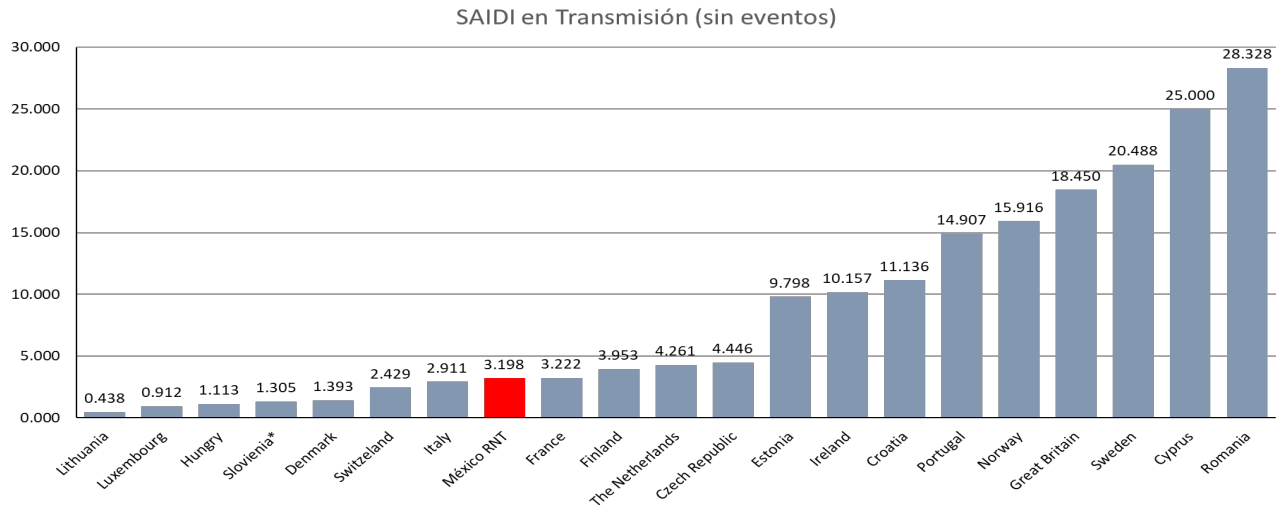
### Comentarios a las variaciones:

En el año 2019 se tuvieron eventos de impacto ocurridos en las Gerencias Regionales de Transmisión Occidente, Sureste y Oriente.

La meta para SAIDI en el año 2019 fue de 2.940 minutos, obteniéndose un resultado en este indicador de 3.198 minutos al cierre de diciembre 2019; esto significa que, del total de interrupciones con duración igual o mayor a 5 minutos por causas atribuible al transportista, los usuarios totales promedio no tuvieron suministro eléctrico por 3.198 minutos, en promedio.

La meta para SAIFI en el año 2019 fue de 0.196 veces, siendo su resultado al cierre de diciembre 2019 de 0.091, esto significa que la frecuencia de interrupciones en promedio con duración mayor o igual a 5 minutos por causa atribuible al transportista, fue de 0.091 veces.

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:



### Actividades del Consejo de Administración

En el 2019 se llevaron a cabo las siguientes Sesiones del Consejo de Administración de CFE Transmisión:

- Decima Sesión Extraordinaria de fecha 15 de marzo de 2019 en donde se tuvieron 13 Acuerdos (Del CA Trans-83/2019 al CA Trans-94/2019).
- Decimoprimera Sesión Ordinaria de fecha 14 de junio del 2019, en donde se tuvieron 11 Acuerdos (Del CA Trans-95/2019 al CA Trans-105/2019).
- Decimosegunda Sesión Ordinaria de fecha 16 de diciembre del 2019, donde se tuvieron 16 Acuerdos (Del CA Trans-106/2019 al CA Trans-121/2019).

El desempeño de la Red Nacional de Transmisión (RNT) en el 2019 fue satisfactorio, ya que los valores obtenidos en los indicadores SAIFI e IDT fueron mejores que las metas comprometidas; en cuanto al SAIDI para el 2019, se presentó desviación a la meta propuesta dentro de los parámetros aceptables para el indicador, en este sentido es necesario invertir en la red que considera los voltajes menores a 161 kV para mejorar el desempeño de la RNT. Por otra parte, derivado del incremento de la demanda, se tendrán que gestionar los recursos para ejecutar los proyectos PRODESEN por la SENER, dándoles prioridad a aquellos que incrementen la confiabilidad y la transformación de las zonas con mayor demanda, así como también a los enlaces que presentarán congestión en la transmisión durante el periodo de alta demanda.



# DISTRIBUCIÓN

**CFE Distribución** tiene por objeto **realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica**, a través del **financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución**, de conformidad con lo previsto en la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, la Ley de la Industria Eléctrica, los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad y demás disposiciones jurídicas aplicables, **generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario**.

**CFE Distribución** cumple el objeto que, por ley tiene encomendado, a través del talento de **46,099 trabajadores**, de los cuales: 35,925 son sindicalizados (78%) y 10,174 no sindicalizados (22%).

En la actualidad nuestras **Redes Generales de Distribución (RGD)** son de más de **800 mil kilómetros**, lo que equivale a casi **20 vueltas completas al planeta Tierra**.

Los **procesos clave de CFE Distribución** son:

- **Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento** de las RGD
- **Medición, Conexión y Servicios** a los usuarios del sistema eléctrico nacional
- **Servicios al usuario** final (A través de suministradores)

Por su parte, el **enfoque estratégico de CFE Distribución** está en:

1. Garantizar la **eficiencia, continuidad, calidad y seguridad en la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica**.
2. **Reducir las pérdidas de energía eléctrica** en las Redes Generales de Distribución.
3. **Generar valor económico y rentabilidad sostenible** para la CFE y el Estado Mexicano.
4. Lograr **mejoras operativas que permitan cumplir con la regulación y estar a la altura de las mejores prácticas** internacionales.
5. Generar una **cultura de servicio de excelencia a nuestros usuarios**, para lograr su satisfacción.
6. **Incrementar la electrificación del país**, respetando el medio ambiente y a las poblaciones indígenas.
7. Garantizar el **desarrollo y la seguridad del personal**, con ética corporativa, tecnología de vanguardia y sentido de pertenencia hacia la empresa.

### Principales indicadores de CFE Distribución

Indicador / Programa / Resultado	UM	Cifras			Variaciones	
		(Datos observados)			(%)	
		2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.97	13.45	13.07	-3.72%	-2.83%
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) <sup>1</sup>	%	11.6	11.21	10.97	-3.36%	-2.14%
3. SAIDI <sup>2</sup>	Min/Clientes	29.264	26.981	25.069	-7.80%	-7.09%
4. SAIFI <sup>3</sup>	Int/Clientes	0.575	0.502	0.475	-12.70%	-5.38%
5. Restablecimiento en baja tensión	%	80.95	93.01	93.10	14.90%	0.10%
6. Restablecimiento sectorial por falla	%	83.96	94.96	94.61	13.10%	-0.37%
7. Conexión en baja tensión	%	69.74	94.58	92.43	35.62%	-2.27%
8. Reconexión de servicio cortado	%	88.60	97.65	97.49	10.21%	-0.16%
9. Inconformidades por cada Mil Usuarios (total)	Inc/Usu	3.53	5.50	4.86	55.81%	-11.64%
10. Reemplazo	%	84.28	84.50	83.89	0.26%	-0.72%

### Indicadores con comparación referencial

Indicador	Unidad	Resultados		2019		Variaciones (%)		Benchmarking	
		2017	2018	Meta	Resultado diciembre	2017 a 2018	2018 a 2019	Resultado	Fuente
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.97	13.45	12.57	13.07	-3.7%	-2.8%	8.26	Banco Mundial <a href="https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS">https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS</a>
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) <sup>1</sup>	%	11.6	11.21	10.48	10.97	-3.4%	-2.1%	6.31	Banco Mundial <a href="https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS">https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS</a>
3. SAIDI <sup>2</sup>	Min/Clientes	29.264	26.981	25.806	25.069	-7.8%	-7.1%	30.1	Consejo de Reguladores de Energía de Europa <a href="https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/lcb048e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4">https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/lcb048e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4</a>
4. SAIFI <sup>3</sup>	Int/Clientes	0.575	0.502	0.497	0.475	-12.7%	-5.4%	0.52	Consejo de Reguladores de Energía de Europa <a href="https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/lcb048e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4">https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/lcb048e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4</a>

CEER - Consejo de Reguladores de Energía de Europa  
 OCDE - Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos

1 Incluye Alta Tensión (responsable Transmisión) Media y Baja tensión (responsable Distribución)  
 2 System Average Interruption Frequency Index / Frecuencia Media de Interrupción por usuario  
 3 System Average Interruption Duration Index / Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario

## Servicio público de distribución



Nos mueve prestar un servicio público de distribución con:

Estándares internacionales



Calidad



Seguridad



Confiabilidad

Para prestar el servicio público de distribución, cerramos el año 2019 con la siguiente infraestructura eléctrica:

- **2,117 subestaciones eléctricas**, 17 subestaciones más que en 2018 (+1%).
- **3,204 transformadores de potencia** con 75,812 MVA, 13 transformadores más que en 2018 (+1%).
- **1,510,322 transformadores de distribución** con 55,939 MVA, 20,819 más que en 2018 (+1.5%).
- **520 mil km líneas de media tensión**, con un porcentaje de automatismo y operación remota del 50%, 8 mil km más que en 2018 (+2%).
- **331 mil km líneas de baja tensión**, 5 mil km más que en 2018 (+1.5%).
- Damos servicio a **51.5 mil km líneas de subtransmisión**, 500 kilómetros más que en 2018 (+1%).

Toda esta infraestructura se ha ido robusteciendo a lo largo de los años, desde la creación de la CFE.

Los procesos que resultan fundamentales para el fortalecimiento de las RGD son: **Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento**.

### Planeación

En el proceso de **Planeación** se efectúan los estudios para incrementar y fortalecer las RGD a corto, mediano y largo plazo en las Gerencias Divisionales de Distribución y Zonas de Distribución, que permitan evaluar los proyectos de las obras de distribución más rentables y los montos de inversión necesarios que aseguren la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica con calidad, estableciendo las políticas, lineamientos y criterios necesarios.

Durante 2019, se tuvieron los siguientes logros encaminados a fortalecer la planeación del Sistema Eléctrico de Distribución:

### 1. Firma de Convenio de Colaboración CENACE – CFE Distribución

La **Dirección General de la CFE Distribución**, en conjunto con el **CENACE**, formalizaron el **Convenio de Colaboración CENACE – CFE Distribución** para la atención de Solicitudes de conexión de centros de carga con usuarios finales en tensiones menores a 69 kV.

Esto permitirá a CFE Distribución la captación de usuarios, agilizando la construcción de obras y la contratación de servicios.

En 2019 se atendieron **6 solicitudes para la elaboración de estudios para la Interconexión de Centrales Eléctricas**, así como **49 solicitudes de permisionarios para la determinación de costos por Servicios de Transmisión**, lo que significó un ingreso por un total de **36 MDP, para CFE Distribución**.

### 2. Contratos de Acceso con Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones.

En enero 2019 entraron en vigor 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**, las cuales establecen la contraprestación por el uso de las RGD para la instalación de cable y fibra óptica.

Al respecto, se formalizaron **36 contratos de acceso**, con Prestadores de Servicios de la Industria de Telecomunicaciones, **obteniendo ingresos por 445 MDP**, mismos que serán ingresados anualmente durante los 5 años vigencia de los contratos.

Durante el 2019 se concluyó con la especificación del Sistema Electrónico de Gestión, mismo que a la fecha está siendo desarrollado por personal de CFE Distribución y, se prevé que sea publicado durante el primer trimestre de 2020.

### 3. Implementación Nacional del Sistema de Atención de Solicitudes por Aportación (SASPA)

Como parte de las actividades para el control y seguimiento de las solicitudes de servicio para la Conexión de Centros de Carga, en 2019 se iniciaron los trabajos para aplicar las herramientas que ofrece el Sistema de Atención de Solicitudes por Aportación (SASPA) desarrollado por la División Valle de México Centro.

**A diciembre 2019, se logró la implementación del SASPA** en las 16 Divisiones de Distribución, contribuyendo a la mejora del proceso de seguimiento desde la recepción de solicitudes hasta su contratación, favoreciendo la reducción de pérdidas no técnicas.

#### 4. Coordinación con el Gobierno de la Ciudad de México.

A finales de 2019 se sentaron las bases para la **coordinación con diferentes dependencias del Gobierno de la CDMX** (Comisión para la Reconstrucción de la CDMX, Secretaría de Desarrollo Económico, Secretaría de Gestión Integral de Riesgo y Protección Civil y Dirección General de Servicios de Salud Pública) para la conexión de los inmuebles siniestrados durante los sismos del 2017, migración de Centros de Salud de baja a media tensión y atención del programa de revisión de instalaciones de 329 mercados.

Se dio atención a **20 solicitudes para la rehabilitación y construcción de inmuebles siniestrados por los sismos de septiembre de 2017** de un total de 51, en coordinación con el personal de la Comisión para la Reconstrucción de la CDMX, lo que representa un avance del 39% del total de inmuebles.

CFE Distribución continuará durante 2020 con el seguimiento en la atención de requerimientos de los 31 inmuebles restantes hasta que se concluya su rehabilitación, conforme al programa que presente el Gobierno de la CDMX.

Derivado del incendio en el mercado de la Merced ocurrido el 24 de diciembre de 2019, el Gobierno de la Ciudad de México informó a CFE la intención de hacer una revisión de la infraestructura eléctrica particular y de la CFE en 329 mercados de la CDMX, **iniciando con un bloque de 50 mercados.**



Coordinación para la revisión de 329 mercados, CDMX 2019

**A la fecha se ha concluido con el programa de revisión de los 50 mercados prioritarios de la CDMX**, realizando correcciones a la infraestructura de CFE Distribución que representan un riesgo crítico, asimismo, se han emitido las recomendaciones correspondientes a las instalaciones internas de los mercados, con el fin de que por parte del gobierno se tomen las medidas necesarias para garantizar la seguridad de los inmuebles.

**La revisión del segundo bloque de 50 mercados se concluirá en el mes de marzo de 2020**, y se prevé que los 229 restantes se concluyan durante el resto de 2020, conforme al programa que se proponga por la Secretaría de Desarrollo Económico de la CDMX.

## 5. Proyectos del Fondo Sectorial CEMIE-REDES

Durante 2019 se logró la aprobación de 4 proyectos de investigación y desarrollo tecnológico que serán financiados por el CONACYT a través del Fondo Sectorial CEMIE-REDES.

No	Tipo de proyecto	Título de la demanda	Tipo
1	Pérdidas técnicas de energía eléctrica	Caracterización y determinación de pérdidas de energía eléctrica en redes de baja tensión mediante instrumentos analíticos de simulación y de medición.	Investigación aplicada
2	Big Data	Herramienta Informática Corporativa para la integración de un almacén de modelos de las RGD validados eléctrica y topológicamente para la aplicación en los procesos de planeación y operación	Investigación aplicada
3	Pérdidas técnicas de energía eléctrica	Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia	Investigación aplicada
4	Formación de capital humano	Servicio de capacitación de los analistas de planeación de CFE Distribución	Formación de capital humano

### Construcción

En el proceso de **Construcción** se garantiza la ejecución de las obras de infraestructura eléctrica de distribución en tiempo y forma, cumpliendo los estándares en su diseño, materiales y equipos, con procesos constructivos amigables con el medio ambiente.

Durante 2019:

- Se adjudicaron 9 proyectos de inversión financiada con una inversión de 54 millones de dólares, lo que representa la construcción de obras de 10 subestaciones de distribución, 9 líneas de alta tensión con 310 MVA y 69 km-C.
- Se concluyeron 509 obras de infraestructura eléctrica con recursos de inversión, aportaciones y PIDIREGAS, mismas que entraron en operación comercial en ese mismo periodo, con una inversión de 2,478 millones de pesos, para la instalación de 14 subestaciones de distribución con 590 MVA, 10 líneas de alta tensión con 113 km-C, así como la construcción de 580 redes de media y baja tensión con 2,945 km-C, y 10,600 medidores tipo AMI.
- Se realizó la compra consolidada de 28 familias de bienes por un monto inicial contratado de 3,838 MDP, las cuales se ampliaron 2,399 MDP para un total de 6,977 MDP, donde se dio seguimiento y soporte técnico-normativo; comparado con 2018 se aumentó el seguimiento a 22 familias más.

## Principales proyectos de infraestructura 2019

### Obras concluidas en 2019 (obra pública)

De enero a diciembre de 2019, fueron concluidas 31 obras de distribución bajo el esquema Obra Pública, incluyendo cuatro proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT); con la construcción de 18 subestación de distribución, para la instalación de 284 MVA y 13 líneas de alta tensión con una longitud de 131 km-C, con una inversión de 422 millones de pesos.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Buenavista Norte, sustitución	7.4
Subestación eléctrica Querétaro Industrial, puesta en servicio modernización	7.7
Subestación eléctrica Humedades, 1 alimentador 23 kV	5.5
Subestación eléctrica Linda Vista	36.0
Subestación eléctrica Quinceo	33.2
Subestación eléctrica Apaxtla Maniobras	19.2
Subestación eléctrica Citrofrut, banco 1	46.9
Subestación eléctrica Norte Toyoda GoSE.I (Ampliación)	5.5
Subestación eléctrica Linares Repotenciación	4.7
Subestación eléctrica Ladrillera Banco Capacitores	1.8
Subestación eléctrica Maniobras Munisol	52.6
Subestación eléctrica La Palma, banco. 1 y 2	19.3
Subestación eléctrica Bermejillo, banco. 2	17.2
Subestación eléctrica Capilla, banco. 1	6.6
Subestación eléctrica Parrilla, banco. 2	2.8
Subestación eléctrica Tapachula, banco. 2	3.2
Subestación eléctrica Tapachula Oriente, banco. 2	14.5
Línea de alta tensión Monte Real -San José del Cabo	8.0
Línea de alta tensión Zamora Potencia – Arboledas entronque Linda Vista	25.8
Línea de alta tensión Aeropuerto entronque Pachuca - Apasco	2.8
Línea de alta tensión Universidades entronque Pir Pachuca	4.2
Línea de alta tensión Apaxtla Maniobras - Minera Capela	75.4
Línea de alta tensión Citrofrut	1.5
Línea de alta tensión Escuinapa – Teacapán	12.9
Línea de alta tensión Escuinapa – P.I. 1 transición	4.2
Línea de alta tensión Entronque Hermosillo Cuatro – S.E. Punto P.	1.9
Línea de alta tensión La Palma entronque MCZ - 73280 - VEZ	1.5
<b>Total</b>	<b>422.4</b>

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de pesos.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Obispado, banco. 1	29.1
Línea de alta tensión 138 kV y salidas subterráneas San Cristóbal	4.7
Línea de alta tensión 115 kV y salidas subterráneas Obispado	4.6
Línea de alta tensión Escárcega -Candelaria	83.4
<b>Total</b>	<b>121.9</b>

Obras administradas por CPTT concluidas en 2019 (obra pública)



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de pesos

### Obras en construcción al cierre de 2019 (obra pública)

Al cierre de 2019 se avanzó el proceso constructivo de 49 obras de distribución en esquema Obra Pública. Dichas obras están integradas por 41 subestaciones, con una capacidad conjunta de 902 MVA; 7 líneas alta tensión, con una longitud de 111 km-C, y 1 red de media, con 84 km-C. Con un monto de inversión total de 1,118 millones de pesos.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Querétaro Sur - Sustitución banco. 1	20.3
Subestación eléctrica Jurica - Sustitución banco. 1	21.0
Subestación eléctrica Loreto - Sustitución banco. 1	17.4
Subestación eléctrica Las Fajas - Sustitución banco. 1	15.0
Subestación eléctrica Ezequiel Montes - Sustitución banco. 2	15.8
Subestación eléctrica San Juan Oriente, puesta en servicio	3.0
Subestación eléctrica Santa Fe III, puesta en servicio	2.0
Subestación eléctrica Toro - Sustitución banco. 1	14.0
Subestación eléctrica Celaya II - Ampliación banco. 2	26.4
Subestación eléctrica Jurica Sustitución banco. 2	19.0
Subestación eléctrica Estadio - Ampliación banco. 2	27.6
Subestación eléctrica Trejo - Ampliación banco 2	20.0
Subestación eléctrica Bañón - Sustitución banco. 2	10.5
Subestación eléctrica Querétaro Industrial - 1 alimentador 115 kV	5.7
Subestación eléctrica Celaya II - 1 alimentador 115 kV	10.0
Subestación eléctrica León Oriente - 1 alimentador 13.8 kV	5.1
Subestación eléctrica Las Fajas - 1 alimentador 115 kV	2.2
Subestación eléctrica Vynmsa Querétaro	33.6
Subestación eléctrica San Juan del Río Oriente, ampliación banco. 2	31.4
Subestación eléctrica Calpulalpan	6.5
Subestación eléctrica Satélite Continental Automotive	5.5
Subestación eléctrica Puerto	11.0
Subestación eléctrica Subestación N° 5 (Lado Norte)	103.7
Subestación eléctrica Alianza Real, banco. 1	29.7
Subestación eléctrica San Cristóbal, banco. 1	23.5
Subestación eléctrica Las Torres, banco. 2	28.0
Subestación eléctrica Río Bravo Poniente	7.2
Subestación eléctrica Valle Hermoso, repotenciación	11.0
Subestación eléctrica Cuatro Ciénegas	6.5
Subestación eléctrica Parras	12.1
Subestación eléctrica Guanaceví Durango, banco. 1	18.7
Subestación eléctrica Rancho Cuernavaca	9.6
Subestación eléctrica Vado Santa María, banco. 2	32.5
Subestación eléctrica Cabichen, banco. 1	11.0
Subestación eléctrica Mérida Oriente, banco. 2	24.8
Subestación eléctrica Candelaria, banco. 1	36.1

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Haciendas, banco. 1	10.6
Subestación eléctrica API, banco. 1	1.2
Subestación eléctrica Ocosingo, banco. 2	1.7
Subestación eléctrica Patera	34.5
Línea de alta tensión Acometida Vynmsa Querétaro	2.5
Línea de alta tensión Pachuca entronque Actopan	32.3
Línea de alta tensión Tierra Colorada - Ayutla	61.0
Línea de alta tensión 2C subestación N° 5 (Lado Norte)	62.6
Línea de alta tensión 115 kV y salidas de media tensión S.E. Alianza Real	10.9
Línea de alta tensión Trinitaria - Comalapa	32.5
Línea de alta tensión Haciendas entronque km 20 Villa Hermosa Centro	1.9
Red Troncal Observatorio Astronómico Nacional San Pedro Martil entq. 5120	29.3
Subestación eléctrica Valle de San Pedro	160.0
<b>Total</b>	<b>1,118.3</b>

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas.

Monto en millones de pesos

### Obras concluidas en 2019 (obra pública financiada)

De enero a diciembre de 2019, 7 proyectos de distribución fueron terminados mediante el esquema Obra Pública Financiada (OPF), incluyendo cuatro proyectos administrados por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT). Con ello, se terminaron 14 subestaciones, que representan 590 MVA de capacidad conjunta, un total de 113 km-C en 10 líneas de alta tensión, 68 MVAr, 19 alimentadores en alta tensión y 81 alimentadores en baja tensión, que representan una inversión de 89 millones de dólares.

Proyecto	Monto
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (6ª Fase)	4.6
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (2ª Fase)	8.5
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (1ª Fase)	4.7
<b>Total</b>	<b>17.8</b>

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de dólares.

SE: Subestaciones Eléctricas SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

Proyecto	Monto
309 SLT 1820 Divisiones de distribución del Valle de México (1ª Fase)	48.2
321 SLT 1920 Subestaciones y líneas de distribución (4ª Fase)	11.7
288 SLT 1722 Distribución Sur (3ª. Fase)	6.0
321 SLT 1920 Subestaciones y líneas de distribución (5ª Fase)	5.5
<b>Total</b>	<b>71.3</b>

Obras administradas por CPTT concluidas en 2019 (obra pública financiada)

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

### Obras en construcción al cierre de 2019 (obra pública financiada)

Al cierre de 2019, se avanzó el proceso constructivo de 12 proyectos de distribución en esquema OPF, incluyendo dos proyectos administrados por la CPTT. Dichas obras se integran de 21 subestaciones con una capacidad conjunta de 1,110 MVA, 155 MVA<sub>r</sub>, 17 líneas de alta tensión con una longitud de 105 km-C, 2 redes (media y baja tensión) con 2,505 KVA, 3 km-C y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure), con un monto de inversión de 161 millones de dólares.

Proyecto	Monto
209 SE 1212 Sur - Peninsular (9ª Fase)	8.2
350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1ª Fase)	1.4
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (11ª Fase)	5.6
273 SE 1621 Distribución Norte - Sur (7ª Fase)	5.3
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4ª Fase)	4.6
310 SLT 1821 Divisiones de distribución (10ª Fase)	6.2
273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (5ª Fase)	4.7
280 SLT 1721 Distribución Norte (5ª Fase)	5.2
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (7ª Fase)	3.2
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (10ª Fase)	2.1
<b>Total</b>	<b>46.4</b>

Obras administradas por CPTT en construcción al cierre 2019 (obra pública financiada)

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de dólares.

SE: Subestaciones Eléctricas SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

Proyecto	Monto
274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase)	98.0
349 SLT 2120 Subestaciones y líneas de distribución (3ª Fase)	17.0
<b>Total</b>	<b>115.0</b>

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2019. Cifras redondeadas. Monto en millones de dólares.

SE: Subestaciones Eléctricas SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión

### Electrificación

Dentro del proceso de construcción, las obras de **electrificación** tienen un rol fundamental, ya que, son el medio para llevar el desarrollo a todos los rincones del país, contribuyendo a mejorar la calidad de vida de los mexicanos, elevando el compromiso social de la CFE.

Los principales logros en electrificación 2019 son los siguientes:

#### 1. Programa Nacional para el Desarrollo de Electrificación

En 2019 la **Dirección General de la CFE**, en conjunto con **CFE Distribución**, definió el **Programa Nacional para el Desarrollo de Electrificación** (PRONADEEL), el cual **prioriza las localidades**

con un mayor número de habitantes pendientes de electrificar y con el mayor índice de pobreza extrema, conforme a los resultados del Consejo Nacional de Evaluación de la Política de Desarrollo Social (CONEVAL). Anteriormente se electrificaba a las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, con base en las solicitudes recibidas, sin una priorización.



Electrificación de la localidad de Temoaya, Estado de México 2019

## 2. Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

En 2019 se alcanzó una cobertura del servicio de energía eléctrica del **98.95%** con la ejecución de **1,587 obras de electrificación** derivadas de convenios formalizados en los años 2018 y 2019, con una inversión de **1,172 Millones de Pesos (MDP)**, beneficiando a **1,132 localidades** y **151,372 habitantes**.

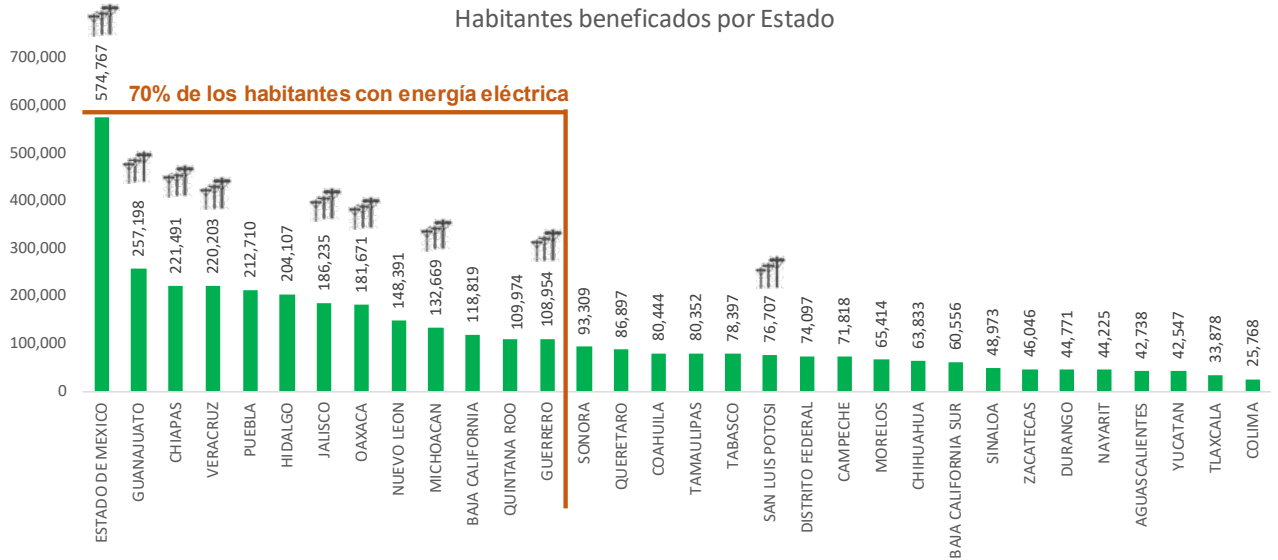
Con el **98.95% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país** alcanzado en 2019, se **superó la meta programada del 98.88%**, incrementando **0.20 puntos porcentuales respecto a la cobertura del 2018**.

**El 2019 es el año con mayor crecimiento en electrificación de los últimos seis años.**

La cobertura del servicio de energía eléctrica ha presentado la siguiente evolución en los últimos seis años:

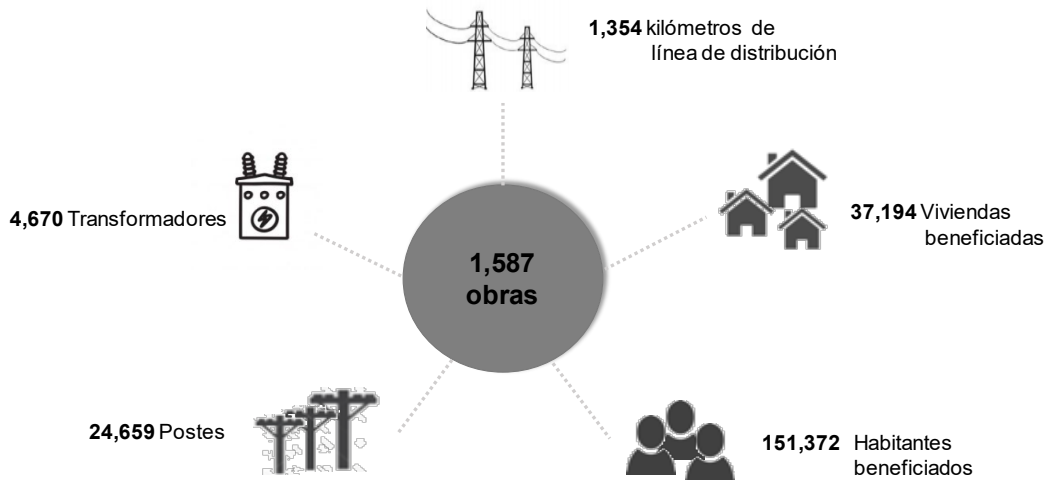
Indicador	Cifras (Datos observados %)						Variaciones (%)				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2014 a 2015	2015 a 2016	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019
Grado de Electrificación	98.43	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	0.10	0.05	0.06	0.11	0.20

Con la cobertura de energía eléctrica alcanzada en 2019 se beneficiaron a **3.8 millones de habitantes** de acuerdo con lo siguiente:



Estados considerados en el objetivo 1 del PRONADEEL

Con las obras de electrificación ejecutadas en 2019, se alcanzaron las siguientes metas físicas:



Las obras de electrificación fueron construidas en el ámbito nacional, conforme a lo siguiente:

Estado	No. de obras	Inversión	Habitantes	Viviendas	No. de postes	Kilómetros de línea	No. de transformadores
Estado de México	155	153.42	26,702	6,518	2,756	127.23	615
Veracruz	221	172.68	21,665	5,890	3,103	227.51	806
Oaxaca	95	168.26	13,185	3,633	3,215	104.68	652
Puebla	110	94.13	12,316	3,078	2,514	98.03	382
Guanajuato	165	77.15	10,107	2,157	1,449	70.90	285
Jalisco	79	30.54	9,292	1,880	1,005	33.33	94
Hidalgo	111	101.88	9,138	2,258	2,690	332.52	376
Chiapas	48	88.00	8,649	2,160	1,724	89.91	314
Michoacán	203	32.35	6,168	1,528	1,230	35.45	142

Estado	No. de obras	Inversión	Habitantes	Viviendas	No. de postes	Kilómetros de línea	No. de transformadores
Baja California Sur	19	15.46	5,749	1,221	226	7.04	109
San Luis Potosí	116	48.83	4,405	1,030	1,013	32.18	146
Quintana Roo	19	26.47	3,780	945	346	11.60	147
Sonora	7	22.57	3,368	842	420	11.61	125
Guerrero	13	11.01	1,862	436	237	15.02	46
Morelos	13	11.97	1,704	407	232	12.31	58
Sinaloa	14	8.70	1,668	403	118	5.32	57
Durango	22	9.28	1,564	392	151	11.45	21
Nayarit	26	12.44	1,504	301	287	12.76	44
Coahuila	34	20.95	1,204	308	545	35.77	48
Campeche	21	9.65	1,124	281	205	2.72	23
Tlaxcala	21	5.21	773	194	150	6.48	26
Nuevo León	5	9.79	750	194	265	30.96	24
Baja California	6	3.64	694	154	48	0.00	9
Ciudad de México	6	1.80	676	169	27	1.06	8
Tabasco	5	6.52	665	167	132	8.28	19
Yucatán	8	5.00	648	162	103	2.30	17
Querétaro	10	7.47	568	142	116	10.83	15
Chihuahua	11	9.79	500	125	181	6.30	35
Colima	10	0.50	356	89	31	0.05	2
Zacatecas	9	3.19	340	68	49	1.86	12
Tamaulipas	4	3.21	236	59	98	8.16	12
Aguascalientes	1	0.10	12	3	3	0.12	1
<b>Total</b>	<b>1,587</b>	<b>1,171.93</b>	<b>151,372</b>	<b>37,194</b>	<b>24,659</b>	<b>1,353.75</b>	<b>4,670</b>

### 3. Convenios de Electrificación

En el 2019, se formalizaron **136 convenios**, con los Gobiernos Estatales, Municipales y el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI), para la construcción de **1,325 obras** de electrificación, con una inversión de 1,194 millones de pesos, de las cuales **se han concluido 662 obras**.

**663 obras se encuentran en proceso** de construcción, ya que, fueron convenidas en el cuarto trimestre del 2019 y se **concluirán al cierre de julio del 2020**.

Estas obras traerán beneficios a **146,368 habitantes en 895 localidades en 29 estados del país**.

### 4. Convenio con el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI)

El **6 de junio del 2019**, se formalizó un **Convenio Marco de Colaboración**, entre la CFE y el INPI para realizar, durante el periodo 2019-2024, **obras de infraestructura eléctrica en pueblos y comunidades indígenas y afro mexicanas carentes del servicio de energía eléctrica**.



Firma de convenio marco entre CFE e INPI, CDMX 2019.

Se han formalizado **2 convenios específicos** los cuales contemplan las siguientes metas físicas y beneficios:



A la fecha, se tiene un **avance del 61%** en la ejecución de las obras y el resto se concluirán en julio 2020, entre ellas, las **granjas solares de Santa María del Mar, Oaxaca y Bavícora, Sonora**, así como, las **subestaciones eléctricas Uxpanapa y Sánchez Taboada, en Veracruz**.

### Operación y mantenimiento

Este proceso asegura la confiabilidad y continuidad del suministro eléctrico mediante la ejecución de proyectos, estrategias, acciones y actividades para disminuir la probabilidad de que ocurran interrupciones y que, cuando ocurran, afecten la menor cantidad de usuarios y se restablezcan a la brevedad, teniendo en cuenta siempre, la seguridad del personal, las condiciones externas y la infraestructura eléctrica.

Con ello se logra la utilización óptima de la infraestructura de las RGD, los recursos humanos y materiales, para aumentar la calidad de potencia eléctrica, disminuir pérdidas técnicas, disminuir costos operativos y alcanzar la sustentabilidad, garantizando la rentabilidad sostenible para distribuir energía eléctrica cumpliendo los indicadores establecidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE), aplicando benchmarking y las mejores prácticas.

Para ello se mantienen actividades de formación, fortalecimiento y especialización que contribuyen al crecimiento profesional y personal de cada uno de los integrantes de los procesos de Operación y Mantenimiento, implementando nuevas tecnologías, equipos y materiales que facilitan el trabajo y convivan o tengan menor daño hacia el medio ambiente.

Los principales logros que se alcanzaron en 2019:

- Se logró restablecer **al 80% de los usuarios afectados por fenómenos naturales en aproximadamente 15 horas**.



- Compras consolidadas de **46** transformadores de potencia, **83,032** apartarrayos y **1,122** equipos de seccionamiento, como parte de los Proyectos de Ampliación y Modernización (PAM-2019). Se adquirieron estos equipos eléctricos para modernizar las Subestaciones de Distribución, mantenimiento de las RGD y realizar los seccionamientos de los circuitos de Distribución para que ante una condición de falla se recupere la mayor cantidad de usuarios afectados en menos de 5 minutos.
- Se logró dotar al personal de campo con equipos de seguridad que reducen accidentes por contacto eléctrico. Al cierre del año 2019 se suministraron **233** pértigas telescópicas, **178** pértigas de escopeta, **317** rompe cargas, **367** detectores de potencial y **667** equipos de puesta a tierra con la finalidad de reducir la accidentabilidad por contacto eléctrico durante trabajos de operación y mantenimiento en la Redes Generales de Distribución.
- Puesta en servicio de la Unidad Central Maestra (UCM) marca CFE en el Centro de Control de Distribución (CCD) Camargo de la División Norte; en coordinación con el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), se diseñó, desarrolló, construyó y se realizó la puesta en servicio de una Unidad Central Maestra para Centros de Control de Distribución en el CCD Camargo para operar las Redes Generales de Distribución, actualmente opera en **3** Zonas de Distribución (Delicias, Parral y Chihuahua) con **20** Subestaciones y **21** de EPROSEC. En año 2020 se tiene programada su replicación en **8** Divisiones de Distribución.
- Simulador para entrenamiento de Operadores y Analistas de los Centros de Control de Distribución; en coordinación con el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), se diseñó, desarrolló, construyó y se realizó la puesta en servicio de un Simulador para entrenamiento de Operadores y Analistas de los Centros de Control de Distribución (CCD), actualmente se encuentra instalado de manera física en la Ciudad de Puebla, Puebla y Hermosillo, Sonora, a través de la intranet se pueden conectar de forma remota las **14** Divisiones restantes. El Simulador está siendo utilizado por alrededor de **600** operadores de los **88** CCD's que se tienen en todo el País.
- Reducción del número de interrupciones en las Redes Generales de Distribución. A nivel nacional al cierre del 2019 se tuvo un total de **60,719** interrupciones en las Redes Generales de Distribución, lo que representa una disminución del **8.2%** respecto al año 2018. Para lograrlo se instalaron **509,460** aisladores, **221,800** apartarrayos y se podaron **7,531,333** árboles, asimismo se instalaron **874** equipos de seccionamiento.
- Mejora del Factor de potencia con lo cual se tiene un mejor aprovechamiento de las Redes Generales de Distribución. A nivel nacional al cierre del 2019 se tuvo un Factor de Potencia de **85.51%** superior al **80%** de cumplimiento que exige la Comisión Reguladora de energía (CRE). Para lograrlo se instalaron **282** bancos de capacitores en las RGD durante el año 2019, así como la reubicación y rehabilitación de otros **460** bancos de capacitores.

## Atención a emergencia naturales

Durante 2019 se presentaron **11 fenómenos naturales** que afectaron el suministro eléctrico a **2,034,865 usuarios** de **19** estados de la Republica Mexicana (Baja California, Baja California Sur, Chiapas, Coahuila, Colima, Guerrero, Hidalgo, Jalisco, Michoacán, Nayarit, Nuevo Leon, Oaxaca, Puebla, San Luis Potosí, Sinaloa, Sonora, Tabasco, Tamaulipas y Veracruz).

Para su atención se ubicó estratégicamente en el territorio nacional **15,885 electricistas, 5,950 vehículos** (3,458 pick up, 995 grúas de carga, 1,047 grúas con canasta y 450 camiones de carga) y **4 helicópteros**, para atender emergencias por fenómenos naturales.

Se tuvieron **3 ciclones tropicales** con impacto a tierra, **1 huracán** y **1 tormenta tropical** en el Océano Pacífico y **1 tormenta tropical** en el Atlántico, así mismo se presentó **un sismo** y **7 frentes fríos** afectando a las RGD.

**En promedio se restableció el 80% de los usuarios afectados en aproximadamente 15 horas.** participando **5,396** trabajadores electricistas, **946** grúas, **1,793** vehículos, así mismo se tuvieron disponibles **171** plantas de emergencia y un helicóptero.

En distribución mantenemos un estado de alerta y organización para atender con oportunidad los eventos que afecten la continuidad del suministro eléctrico, conforme al **Manual de procedimientos técnicos para la atención de desastres, casos fortuitos o de fuerza mayor en las Redes Generales de Distribución.**

## 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).

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
1. SAIDI	29.264	26.981	25.069	7.80	7.09
2. SAIFI	0.575	0.502	0.475	12.70	5.38

El tiempo que en promedio un cliente no dispuso del suministro eléctrico en el 2019 fue de **25.069** minutos, con una mejora del **7.09%** respecto a los **26.981** minutos por cliente del 2018.

### Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema 2019

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)

2019											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.088	2.106	3.485	4.971	6.921	9.441	12.224	14.798	17.603	20.200	22.497	25.069

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2019)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.056	0.156	0.383	0.583	1.159	1.626	2.196	2.899	2.904	2.468	1.947	1.912

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2019)

Durante 2019, en promedio el **47.5%** de los usuarios de CFE Distribución sufrieron por lo menos una interrupción del servicio de energía eléctrica mayor a 5 minutos, lo que representa una mejora aproximada del **5.38%** respecto al año 2018 cuando en promedio el **50.2%** de los usuarios presentaron al menos una interrupción, mayor a 5 minutos.

### Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema 2019

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)

2019											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.022	0.044	0.075	0.103	0.144	0.195	0.245	0.295	0.344	0.390	0.431	0.475

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2019)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.003	0.003	0.005	0.013	0.017	0.022	0.032	0.038	0.037	0.035	0.029	0.027

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2019)

### Inconformidades por cada mil usuarios (IMU)

Se ha logrado un importante avance en el resultado del índice IMU, pasando de un valor acumulado anual en el año 2018 de 5.5 a 4.86 inconformidades por cada mil usuarios en el año 2019, lo cual representa una mejora del 11.6% y una reducción de 269,056 inconformidades en un año.

La comunicación permanente entre CFE Distribución a través de su Dirección General, Coordinación de Distribución y las Gerencias de Medición Conexiones y Servicios y de Servicios al Cliente y la Dirección de CFE Suministrador de Servicios Básicos junto con la Gerencia de Atención a Clientes, ha permitido que se tomen las acciones adecuadas para mejorar la efectividad de los reportes de los usuarios finales y para establecer los programas de mantenimiento a la infraestructura para disminuir las inconformidades.

Evolución mensual IMU, valores mensuales acumulados:

2018												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
3.97	3.74	3.79	4.02	4.35	4.68	4.96	5.26	5.45	5.54	5.54	5.50	5.50
2019												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
4.70	4.41	4.42	4.34	4.46	4.64	4.81	4.96	4.98	5.00	4.95	4.86	4.86
Variaciones												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
0.73	0.67	0.63	0.32	0.11	-0.04	-0.15	-0.30	-0.47	-0.54	-0.59	-0.64	-0.64

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
IMU	5.5	4.86	-0.64

Fuente: Sistema Cim@, <http://cimasdd.cfemex.com:8080/distribucion/>  
 Abreviaturas: (IMU) Inconformidades por cada mil usuarios

## Disminución de Pérdidas de Energía

Es aquella energía que se pierde durante el proceso de distribución a los usuarios finales.

Existen 2 tipos de pérdidas de energía en el proceso de distribución:

- ✓ **Técnicas:** se originan por el calentamiento de los conductores eléctricos y transformadores por los que pasa la energía eléctrica, se incrementa, en relación directa con la demanda de energía del país.
- ✓ **No técnicas:** se generan por usos ilícitos (robos de energía), fallas o daños en equipos de medición y errores administrativos.

### Pérdidas de energía con alta tensión

Durante 2019 se llevaron a cabo 5 estrategias, en las 16 divisiones de distribución, para la disminución del indicador de pérdidas, logrando **detectar un 34% más** de energía pérdida con respecto al 2018, equivalente a **8,254 GWh**, pasando de un valor de **11.21%** en diciembre **2018** a un valor de **10.97%** en **2019**, incluyendo alta tensión.

#### Porcentaje mensual de pérdidas de energía con Alta Tensión

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: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2018)

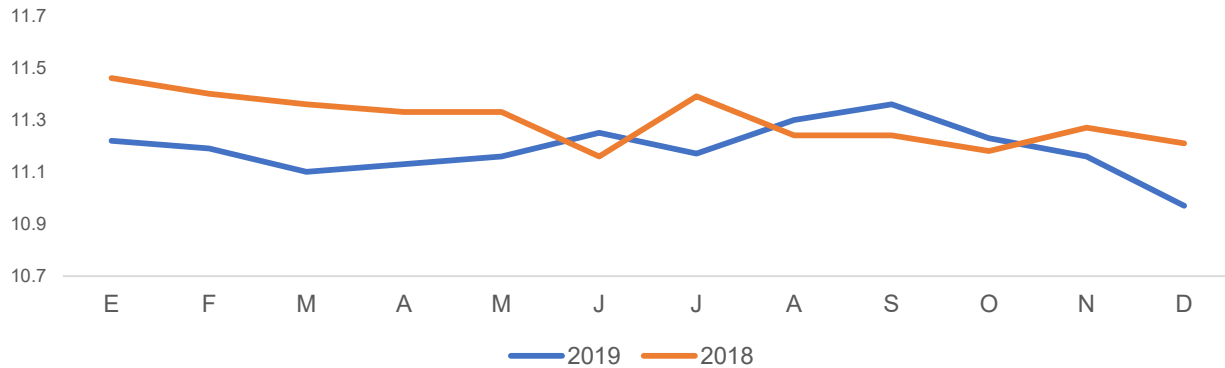
2019											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
11.22	11.19	11.10	11.13	11.16	11.25	11.17	11.30	11.36	11.23	11.16	10.97

Fuente: CFE Distribución Sistema de Balance de Energía (Cierre 2019)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-2.09	-1.84	-2.29	-1.77	-1.50	0.81	-1.93	0.53	1.07	0.45	-0.98	-2.14

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2019)

Porcentaje de pérdidas de energía en distribución  
Valores mensuales de 2018 y 2019



Al cierre de 2019, del total de las pérdidas de energía no técnicas, las pérdidas por **Delincuencia Organizada, Resistencia Civil y Asentamientos Irregulares**, representan el 41% y en tres Divisiones de Distribución se concentra el **41%** de la energía que se pierde por estas causas (Golfo Norte, Valle de México Norte y Valle de México Sur).

En 5 divisiones, las pérdidas agravadas por estas tres problemáticas representan más del 40% de su total de pérdidas no técnicas (Valle de México Sur, Golfo Norte, Norte, Valle de México Centro y Sureste).

**Pérdidas de energía reguladas (media y baja tensión)**

Las pérdidas de energía en media y baja tensión (reguladas) de distribución presentan un resultado favorable al cierre del ejercicio **2019 de 13.07%, con 31,400 GWh, reduciendo un 2.83%** equivalente a **0.38 puntos porcentuales**, respecto al valor de **13.45% de 2018**.

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

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)

2019											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
13.49	13.45	13.32	13.37	13.38	13.47	13.35	13.5	13.6	13.43	13.36	13.07

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2019)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-2.53	-2.18	-2.77	-1.98	-2.19	0.45	-2.91	-0.37	0.52	-0.15	-1.11	-2.83

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2019)

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 2019 se llevaron a cabo **3.37 millones de revisiones**, respecto a una meta de **2.8 millones**, con **646 mil** 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 2019 se llevó a cabo la modernización de **1.3 millones de medidores**, respecto a una meta de **1.4 millones**. A nivel nacional se han modernizado **27 millones de equipos de medición** entre servicios de baja y media tensión, equivalente al **60% de los 44.7 millones de usuarios totales**.

### 3. Fortalecimiento del proceso comercial

Esta estrategia consiste en mantener libre de anomalías las rutas de toma de lecturas y consumos de los centros de carga, con el propósito de asegurar una correcta facturación de energía eléctrica al usuario final.

Al cierre de 2019 se logró un incremento a la facturación respecto al año anterior por **4,645 GWh**.

En 2019 se atendieron **830 mil órdenes de servicio y la corrección de 532 mil anomalías**.

### 4. Regularización de asentamientos y usuarios

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 2019 se logró regularizar e incorporar a las RGD **202,058 nuevos usuarios**.

## 5. Fortalecimiento a la Infraestructura Eléctrica

Acciones de optimización técnica de las RGD, 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 2019 se **incrementó la capacidad de las RGD en 136.19 mega volt-amperes (MVA)** con transformadores de distribución. Esto es **176 % más con respecto a lo alcanzado en el 2018 (49.21 MVA)**. Se construyeron y recalibraron **2,934 kilómetros (km) de circuitos de media y baja tensión**, lo que equivale a **2 veces la distancia entre Cancún y la ciudad de Monterrey**.

### 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**. Con ello, logramos elevar la **efectividad en la detección de 48% a 60%**, lo que contribuyó en **2019, a detectar un 34% más de energía pérdida con respecto al 2018, equivalente a 8,254 GWh**.



# SUMINISTRO

# CFE SUMINISTRADOR DE SERVICIOS BÁSICOS

## Ventas

Los resultados en productos se muestran en las siguientes tablas, en 2019 se tiene un incremento del 6.26% respecto al 2018.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras		Variaciones
	(Datos observados en GWh)		(%)
	2018	2019	2018 a 2019
1. Ventas (GWh)	218,083	218,930	0.39
2. Productos (mdp \$)	390,039	414,447	6.26

2018													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,921	16,282	15,913	18,281	17,993	20,010	20,605	20,617	20,690	18,893	17,875	15,002	218,083
Productos (Miles \$)	27,266	19,555	22,736	26,853	27,321	31,329	34,844	37,392	41,245	41,732	40,099	39,661	390,039

2019													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,290	15,882	15,933	17,303	18,062	19,621	20,178	21,361	21,256	19,434	18,332	16,277	218,930
Productos (Miles \$)	29,729	31,021	31,130	33,109	33,875	36,602	37,159	39,533	39,216	36,170	35,073	31,830	414,447

Variaciones 2018 con 2019 Porcentaje (%)													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	-3.96	-2.46	0.12	-5.35	0.38	-1.94	-2.07	3.61	2.74	2.86	2.56	8.49	0.39
Productos (Miles \$)	9.03	58.63	36.92	23.30	23.99	16.83	6.64	5.73	-4.92	-13.33	-12.53	-19.75	6.26

### Ventas anuales 2018 al 2019 por sector tarifario

Sector Tarifario	Ventas (GWh)		Variaciones
	Cifras		(%)
	(Datos observados en GWh)		(%)
	2018	2019	2018 a 2019
1. Doméstico Bajo Consumo	58,962	62,181	5.46
2. Doméstico Alto Consumo	2,506	2,490	-0.64
3. Comercial	15,630	15,233	-2.54
4. Servicios	4,181	4,160	-0.5
5. Agrícola	10,997	12,455	13.26
6. Industrial	125,806	122,411	-2.70
<b>Total</b>	<b>218,083</b>	<b>218,930</b>	<b>0.39</b>

Fuente: SIEC diciembre 2019.

A continuación, se describen las variaciones más representativas de las ventas anuales 2018 al 2019 por sector tarifario:

**Doméstico:** El incremento de las ventas se debe al aumento de poco más de un millón de clientes con respecto al mismo periodo del año anterior.

**Comercial:** El sector comercial se vio afectado por la migración de servicios a la modalidad de permisionario a través de los contratos legados vigentes.

**Agrícola:** Se presentó un incremento de ventas derivado de la escasez de lluvia durante el 2019, impactando en el incremento de consumo, Asimismo, se registró un incremento de ventas por 128 GWh por concepto de notificaciones de ajuste.

**Industrial:** El decremento en ventas obedece principalmente a la migración de servicios a Suministro Calificado, lo que se estima representaron ventas por 2,427 GWh durante el 2019, así como la migración de servicios a la modalidad de permisionario a través de los contratos legados vigentes.

Sector Tarifario	Productos (mdp \$)		Variaciones
	Cifras		(%)
	(Datos observados en GWh)		(%)
	2018	2019	2018 a 2019
Doméstico Bajo Consumo	63,079	68,928	9.27
Doméstico Alto Consumo	11,638	12,066	3.68
Comercial	51,515	54,313	5.43
Servicios	14,803	15,599	5.38
Agrícola	6,442	7,284	13.07
Industrial	242,562	256,258	5.65
<b>Total</b>	<b>390,039</b>	<b>414,448</b>	<b>6.26</b>

Fuente: SIEC diciembre 2019.

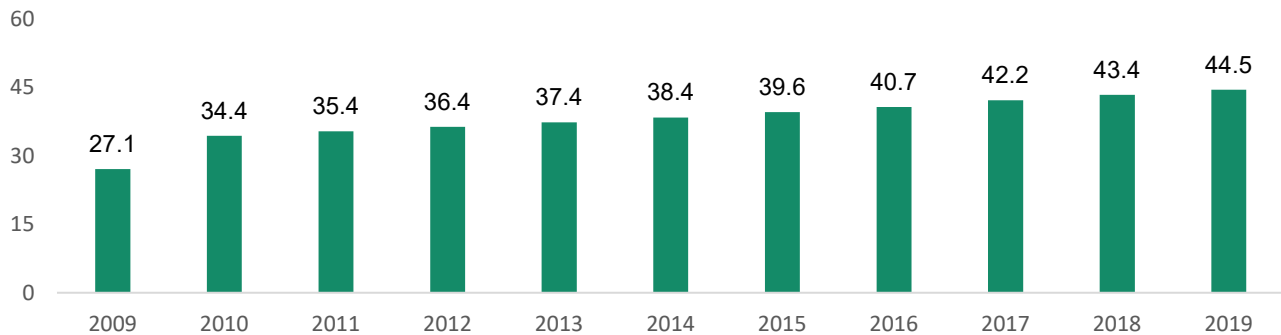
## Crecimiento de clientes

El número de clientes al cierre de 2019 se ubicó en 44.5 millones. Ese número representa un incremento anual de 2.7% con relación a diciembre de 2018. Esto significó un incremento de un millón ciento cuarenta y nueve mil de clientes anuales. El crecimiento de los clientes se ha mantenido similar en los últimos años.

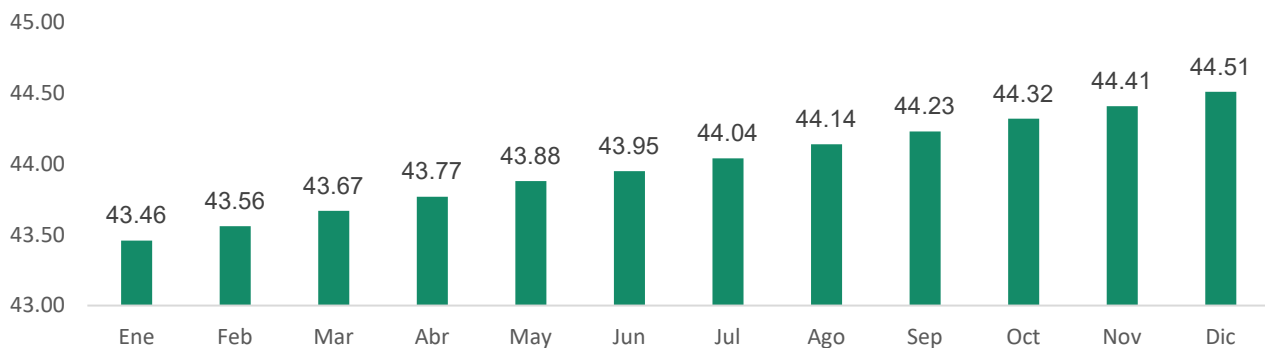
Sector Tarifario	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	2018 a 2019
1. Doméstico Bajo Consumo	38,014,911	39,079,094	2.8
2. Doméstico Alto Consumo	463,075	470,280	1.56
3. Comercial	4,190,550	4,253,338	1.5
4. Servicios	175,870	174,933	-0.53
5. Agrícola	128,603	132,238	2.83
6. Industrial	392,744	405,479	3.24
<b>Total</b>	<b>43,365,753</b>	<b>44,515,362</b>	<b>2.65</b>

Fuente: SIEC diciembre 2019.

Crecimiento de los clientes de energía eléctrica (2009 - 2019)



Crecimiento mensual de clientes 2019



Fuente: SIEC diciembre 2019.

### Evolución mensual usuarios

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

Total de Clientes mensual 2019												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
43,465,751	43,561,813	43,676,479	43,771,054	43,887,195	43,959,715	44,045,291	44,143,010	44,230,001	44,327,354	44,418,069	44,515,362	44,515,362

Variación 2018 – 2019 Porcentaje %												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
2.70	2.73	2.74	2.71	2.72	2.65	2.62	2.58	2.59	2.59	2.60	2.65	2.65

Fuente: SIEC diciembre 2019.

En 2019, el 88.8% de clientes correspondió al sector doméstico; 9.6% al sector comercial; y el 1.6% a los sectores industria, agrícola y de servicios públicos.

### Clientes por entidad federativa

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

Entidad Federativa	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
Aguascalientes	492,192	504,780	2.56
Baja California	1,338,991	1,373,363	2.57
Baja California Sur	305,614	316,313	3.5
Campeche	326,077	329,932	1.18
CDMX	3,214,653	3,268,301	1.67
Chiapas	1,567,577	1,597,016	1.88
Chihuahua	1,310,443	1,357,159	3.56
Coahuila	1,019,576	1,048,426	2.83
Colima	319,991	324,139	1.3
Durango	566,030	588,189	3.91
Estado de México	5,076,105	5,211,550	2.67
Guanajuato	2,110,546	2,171,307	2.88

Entidad Federativa	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
Guerrero	1,246,408	1,282,326	2.88
Hidalgo	1,022,263	1,062,634	3.95
Jalisco	3,024,291	3,111,995	2.9
Michoacán	1,882,573	1,931,589	2.6
Morelos	844,327	873,378	3.44
Nayarit	490,753	501,220	2.13
Nuevo León	1,972,788	2,031,060	2.95
Oaxaca	1,492,944	1,538,628	3.06
Puebla	2,184,033	2,238,918	2.51
Querétaro	839,043	868,351	3.49
Quintana Roo	730,591	772,366	5.72
San Luis Potosí	986,979	1,008,980	2.23
Sinaloa	1,106,620	1,132,174	2.31
Sonora	1,088,860	1,106,946	1.66
Tabasco	756,681	782,334	3.39
Tamaulipas	1,284,130	1,311,957	2.17
Tlaxcala	421,165	433,505	2.93
Veracruz	2,858,508	2,911,369	1.85
Yucatán	848,259	872,165	2.82
Zacatecas	636,742	652,992	2.55
<b>Total</b>	<b>43,365,753</b>	<b>44,515,362</b>	<b>2.65</b>

Fuente: SIEC diciembre 2019.

## Evolución Mensual

Estado	Variación 2018 -2019 Porcentaje (%)												
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Aguascalientes	3.25	3.19	3.11	2.70	2.95	2.83	2.75	2.79	2.70	2.68	2.53	2.56	2.56
Baja California	2.44	2.33	2.33	2.40	2.31	2.24	2.21	2.33	2.36	2.47	2.50	2.57	2.57
Baja California Sur	3.83	3.57	3.57	3.44	3.67	3.51	3.30	3.31	3.52	3.46	3.39	3.50	3.50
Campeche	2.20	2.08	1.99	1.94	1.78	1.67	1.55	1.72	1.50	1.19	1.16	1.18	1.18
CDMX	1.23	1.18	1.26	1.30	1.39	1.47	1.56	1.33	1.46	1.53	1.62	1.67	1.67
Chiapas	2.04	2.12	2.09	2.20	2.14	2.19	2.17	2.11	2.09	1.85	1.87	1.88	1.88
Chihuahua	3.01	3.05	2.84	2.77	3.43	3.27	3.37	3.60	3.34	3.36	3.16	3.56	3.56
Coahuila	2.24	2.30	2.34	2.34	2.89	2.66	2.46	2.16	2.40	2.47	2.01	2.83	2.83
Colima	3.28	3.21	2.93	2.95	2.90	2.71	2.36	2.04	1.77	1.68	1.36	1.30	1.30
Durango	2.03	1.93	1.94	1.89	2.42	2.53	2.73	2.88	3.07	3.49	3.47	3.91	3.91
Estado de México	3.24	2.94	2.90	2.75	2.66	2.52	2.52	2.39	2.44	2.51	2.63	2.67	2.67
Guanajuato	3.21	3.05	2.97	2.92	2.84	2.73	2.55	2.52	2.56	2.67	2.67	2.88	2.88
Guerrero	2.66	2.72	2.82	2.90	2.89	2.93	2.92	2.94	3.04	2.96	2.92	2.88	2.88
Hidalgo	3.25	3.28	3.53	3.74	3.79	3.96	4.05	3.96	3.99	3.93	3.89	3.95	3.95
Jalisco	2.77	2.80	2.81	2.82	2.77	2.71	2.88	3.01	3.01	3.00	2.98	2.90	2.90
Michoacán	3.11	3.13	3.09	3.05	3.03	3.02	3.02	3.00	2.88	2.74	2.65	2.60	2.60
Morelos	4.23	4.41	4.50	4.54	4.43	4.30	4.09	3.94	3.81	3.80	3.54	3.44	3.44
Nayarit	3.03	2.95	2.75	2.43	2.25	2.19	1.92	2.03	2.09	2.16	2.24	2.13	2.13
Nuevo León	2.49	3.43	3.49	3.33	3.52	3.13	2.68	2.48	2.04	1.90	2.67	2.95	2.95
Oaxaca	3.04	3.20	3.30	3.24	3.26	3.31	3.23	3.20	3.20	3.12	3.06	3.06	3.06
Puebla	2.96	2.99	2.94	2.97	2.95	2.92	2.88	2.90	2.81	2.71	2.62	2.51	2.51
Querétaro	4.81	4.73	4.51	4.38	4.37	4.35	4.43	4.29	4.24	4.32	4.31	3.49	3.49
Quintana Roo	6.02	6.10	6.15	5.96	5.90	5.66	5.87	5.69	5.87	5.86	5.80	5.72	5.72
San Luis Potosí	2.82	2.70	2.74	2.56	2.52	2.41	2.46	2.48	2.42	2.35	2.29	2.23	2.23
Sinaloa	2.78	3.38	2.85	2.85	2.82	2.75	2.59	2.58	2.48	2.48	2.40	2.31	2.31
Sonora	2.30	2.37	2.14	2.14	1.88	1.86	1.78	1.79	1.80	1.77	1.72	1.66	1.66
Tabasco	0.19	0.35	1.35	1.79	2.20	1.86	1.48	1.33	1.84	2.36	2.66	3.39	3.39
Tamaulipas	0.98	1.55	1.89	1.79	1.61	1.62	1.61	1.75	2.32	2.26	2.11	2.17	2.17
Tlaxcala	3.05	3.04	3.14	3.21	3.05	2.98	3.01	2.99	2.97	2.83	2.94	2.93	2.93
Veracruz	2.07	1.99	1.98	2.00	1.93	1.88	1.87	1.84	1.87	1.86	1.80	1.85	1.85
Yucatán	3.33	3.27	3.23	3.08	2.91	2.74	2.89	2.81	2.67	2.76	2.79	2.82	2.82
Zacatecas	2.75	2.71	2.59	2.57	2.57	2.76	2.64	2.59	2.63	2.63	2.61	2.55	2.55

Fuente: SIEC diciembre 2019.



Estado	2019												
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Aguascalientes	493,914	495,018	495,826	495,322	497,779	498,519	499,232	501,012	501,289	502,587	503,383	504,780	504,780
Baja California	1,340,470	1,342,195	1,345,640	1,348,807	1,351,802	1,355,405	1,358,553	1,363,286	1,365,959	1,369,110	1,371,443	1,373,363	1,373,363
Baja California Sur	306,343	306,185	307,179	307,966	309,444	310,291	311,430	312,996	313,779	314,640	315,325	316,313	316,313
Campeche	325,940	326,097	326,784	327,254	327,626	327,870	327,809	328,827	328,989	328,986	329,507	329,932	329,932
CDMX	3,218,164	3,223,049	3,225,915	3,230,639	3,236,520	3,240,739	3,244,626	3,248,558	3,253,361	3,259,319	3,264,445	3,268,301	3,268,301
Chiapas	1,570,120	1,572,923	1,574,991	1,579,144	1,580,624	1,583,002	1,584,997	1,587,000	1,589,456	1,592,248	1,594,983	1,597,016	1,597,016
Chihuahua	1,319,831	1,323,190	1,324,706	1,328,709	1,342,448	1,346,209	1,351,133	1,351,454	1,353,680	1,355,979	1,355,761	1,357,159	1,357,159
Coahuila	1,019,954	1,022,251	1,024,726	1,026,985	1,036,383	1,037,630	1,039,270	1,040,895	1,040,828	1,042,747	1,038,957	1,048,426	1,048,426
Colima	320,619	321,285	321,523	322,111	322,839	323,419	323,725	323,471	323,050	323,459	323,545	324,139	324,139
Durango	567,583	568,634	570,180	571,431	576,509	577,578	580,480	581,353	582,655	585,254	586,233	588,189	588,189
Estado de México	5,087,577	5,096,170	5,109,889	5,120,740	5,130,362	5,138,406	5,148,944	5,158,595	5,171,014	5,185,182	5,200,880	5,211,550	5,211,550
Guanajuato	2,114,458	2,115,976	2,120,355	2,125,845	2,129,931	2,132,977	2,136,528	2,142,511	2,148,636	2,156,024	2,160,769	2,171,307	2,171,307
Guerrero	1,250,010	1,253,434	1,257,139	1,261,762	1,264,802	1,267,702	1,269,526	1,272,525	1,275,627	1,278,074	1,280,243	1,282,326	1,282,326
Hidalgo	1,025,060	1,027,445	1,031,856	1,035,708	1,038,923	1,043,342	1,046,870	1,050,580	1,054,367	1,057,535	1,060,146	1,062,634	1,062,634
Jalisco	3,031,340	3,039,171	3,048,296	3,055,392	3,060,504	3,065,732	3,076,042	3,086,228	3,094,936	3,101,313	3,106,930	3,111,995	3,111,995
Michoacán	1,887,487	1,891,916	1,895,593	1,899,480	1,904,405	1,907,931	1,913,786	1,918,109	1,921,930	1,924,535	1,927,698	1,931,589	1,931,589
Morelos	847,803	851,649	855,030	858,098	859,999	862,031	863,507	865,545	867,533	869,902	871,339	873,378	873,378
Nayarit	491,972	492,756	493,101	492,807	492,586	493,038	493,355	494,935	497,117	498,722	499,893	501,220	501,220
Nuevo León	1,977,257	1,986,790	1,997,702	2,000,631	2,011,049	2,008,814	2,005,841	2,010,553	2,006,362	2,004,730	2,022,446	2,031,060	2,031,060
Oaxaca	1,496,949	1,501,783	1,506,745	1,509,797	1,513,844	1,517,560	1,520,693	1,524,809	1,528,538	1,531,840	1,534,790	1,538,628	1,538,628
Puebla	2,188,722	2,193,831	2,199,203	2,204,464	2,209,055	2,214,505	2,219,229	2,224,888	2,228,494	2,232,454	2,235,916	2,238,918	2,238,918
Querétaro	842,270	844,190	846,364	848,841	851,678	854,085	857,514	860,978	864,362	868,577	871,943	868,351	868,351
Quintana Roo	733,082	736,170	739,562	742,258	744,790	746,758	751,846	755,486	760,588	765,041	769,288	772,366	772,366
San Luis Potosí	989,373	991,400	995,059	996,690	998,000	999,153	1,001,449	1,003,830	1,004,751	1,006,780	1,007,731	1,008,980	1,008,980
Sinaloa	1,110,120	1,112,792	1,115,424	1,117,884	1,120,132	1,122,147	1,123,216	1,126,018	1,126,971	1,129,034	1,130,613	1,132,174	1,132,174
Sonora	1,091,075	1,093,260	1,093,729	1,094,748	1,096,429	1,098,745	1,100,724	1,102,788	1,104,326	1,105,682	1,106,244	1,106,946	1,106,946
Tabasco	757,610	759,411	766,906	768,638	769,912	766,423	763,800	763,457	768,076	772,933	775,907	782,334	782,334
Tamaulipas	1,285,858	1,290,686	1,294,751	1,296,846	1,299,316	1,302,375	1,304,389	1,306,488	1,309,353	1,310,643	1,309,842	1,311,957	1,311,957
Tlaxcala	422,191	423,211	424,711	426,265	426,934	428,379	429,343	430,332	430,990	431,692	432,705	433,505	433,505
Veracruz	2,863,587	2,867,459	2,872,880	2,878,357	2,882,690	2,886,665	2,890,886	2,895,107	2,900,087	2,904,256	2,907,308	2,911,369	2,911,369
Yucatán	850,603	852,018	854,111	855,536	856,384	857,348	860,140	862,347	863,792	867,517	870,321	872,165	872,165
Zacatecas	638,409	639,468	640,603	641,899	643,496	644,937	646,408	648,049	649,105	650,559	651,535	652,992	652,992

Fuente: SIEC diciembre 2019.

Estado	2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Aguascalientes	478,390	479,727	480,868	482,285	483,501	484,793	485,857	487,390	488,104	489,486	490,966	492,192	492,192
Baja California	1,308,560	1,311,620	1,314,952	1,317,164	1,321,322	1,325,668	1,329,188	1,332,254	1,334,524	1,336,130	1,337,992	1,338,991	1,338,991
Baja California Sur	295,046	295,618	296,593	297,734	298,479	299,759	301,490	302,969	303,099	304,104	304,990	305,614	305,614
Campeche	318,938	319,451	320,405	321,038	321,891	322,469	322,821	323,263	324,120	325,107	325,730	326,077	326,077
CDMX	3,179,027	3,185,359	3,185,646	3,189,026	3,192,139	3,193,659	3,194,907	3,206,011	3,206,691	3,210,060	3,212,273	3,214,653	3,214,653
Chiapas	1,538,738	1,540,303	1,542,761	1,545,169	1,547,473	1,549,152	1,551,357	1,554,224	1,556,961	1,563,335	1,565,751	1,567,577	1,567,577
Chihuahua	1,281,271	1,283,992	1,288,108	1,292,846	1,297,896	1,303,584	1,307,138	1,304,498	1,309,895	1,311,882	1,314,243	1,310,443	1,310,443
Coahuila	997,564	999,295	1,001,317	1,003,490	1,007,231	1,010,760	1,014,359	1,018,884	1,016,404	1,017,600	1,018,485	1,019,576	1,019,576
Colima	310,449	311,305	312,377	312,875	313,744	314,900	316,268	317,009	317,433	318,115	319,215	319,991	319,991
Durango	556,307	557,860	559,333	560,857	562,896	563,302	565,032	565,080	565,289	565,522	566,573	566,030	566,030
Estado de México	4,928,121	4,950,777	4,966,119	4,983,457	4,997,574	5,011,909	5,022,595	5,038,291	5,047,882	5,058,139	5,067,591	5,076,105	5,076,105
Guanajuato	2,048,737	2,053,399	2,059,264	2,065,435	2,071,029	2,076,392	2,083,430	2,089,942	2,094,911	2,099,977	2,104,494	2,110,546	2,110,546
Guerrero	1,217,671	1,220,249	1,222,693	1,226,171	1,229,301	1,231,643	1,233,474	1,236,152	1,237,988	1,241,319	1,243,867	1,246,408	1,246,408
Hidalgo	992,841	994,816	996,670	998,369	1,000,958	1,003,576	1,006,142	1,010,528	1,013,883	1,017,544	1,020,467	1,022,263	1,022,263
Jalisco	2,949,711	2,956,509	2,964,875	2,971,497	2,978,133	2,984,982	2,989,834	2,996,160	3,004,466	3,011,078	3,017,152	3,024,291	3,024,291
Michoacán	1,830,468	1,834,542	1,838,708	1,843,336	1,848,366	1,851,999	1,857,771	1,862,297	1,868,094	1,873,212	1,878,017	1,882,573	1,882,573
Morelos	813,406	815,702	818,219	820,796	823,497	826,493	829,542	832,710	835,715	838,096	841,553	844,327	844,327
Nayarit	477,512	478,640	479,921	481,109	481,740	482,493	484,057	485,095	486,920	488,179	488,946	490,753	490,753
Nuevo León	1,929,223	1,920,930	1,930,354	1,936,221	1,942,757	1,947,827	1,953,418	1,961,831	1,966,222	1,967,401	1,969,909	1,972,788	1,972,788
Oaxaca	1,452,719	1,455,233	1,458,662	1,462,388	1,465,988	1,468,992	1,473,081	1,477,536	1,481,111	1,485,557	1,489,283	1,492,944	1,492,944
Puebla	2,125,873	2,130,052	2,136,484	2,140,796	2,145,665	2,151,708	2,157,115	2,162,224	2,167,515	2,173,624	2,178,868	2,184,033	2,184,033
Querétaro	803,636	806,082	809,805	813,203	816,026	818,483	821,168	825,537	829,170	832,594	835,896	839,043	839,043
Quintana Roo	691,439	693,844	696,714	700,475	703,286	706,742	710,144	714,808	718,422	722,712	727,115	730,591	730,591
San Luis Potosí	962,208	965,307	968,553	971,851	973,487	975,670	977,440	979,570	980,981	983,671	985,131	986,979	986,979
Sinaloa	1,080,081	1,076,425	1,084,509	1,086,920	1,089,364	1,092,126	1,094,901	1,097,700	1,099,670	1,101,705	1,104,156	1,106,620	1,106,620
Sonora	1,066,543	1,067,899	1,070,838	1,071,781	1,076,176	1,078,685	1,081,432	1,083,444	1,084,805	1,086,456	1,087,571	1,088,860	1,088,860
Tabasco	756,175	756,744	756,727	755,145	753,331	752,405	752,648	753,442	754,205	755,127	755,775	756,681	756,681
Tamaulipas	1,273,414	1,270,944	1,270,715	1,274,052	1,278,739	1,281,563	1,283,670	1,284,038	1,279,669	1,281,684	1,282,768	1,284,130	1,284,130
Tlaxcala	409,693	410,740	411,780	413,001	414,306	415,963	416,796	417,846	418,575	419,823	420,363	421,165	421,165
Veracruz	2,805,415	2,811,460	2,816,969	2,821,922	2,827,992	2,833,271	2,837,797	2,842,791	2,846,797	2,851,362	2,855,862	2,858,508	2,858,508
Yucatán	823,201	825,031	827,423	829,978	832,187	834,493	835,958	838,768	841,334	844,207	846,728	848,259	848,259
Zacatecas	621,335	622,625	624,432	625,845	627,386	627,587	629,805	631,671	632,483	633,872	634,972	636,742	636,742

Fuente: SIEC diciembre 2019.

El crecimiento promedio de usuarios por estado es 2.76%.

## Generación Distribuida

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 2019, se atendieron 55,341 solicitudes de interconexión de centrales eléctricas de generación distribuida de un total de 59,036 solicitudes ingresadas, dando una efectividad en la atención del 93.74%. Estas solicitudes representan 282.24 MW adicionales a nivel distribución y en su mayoría son centrales de generación fotovoltaica, que, por su intermitencia, requieren respaldo.

Las Divisiones Comerciales: Jalisco, Golfo Norte y Bajío fueron las que más solicitudes atendieron durante el 2019 aportando el 45.08 % a nivel nacional.

División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2017	2018	2019	De 2017 a 2018	De 2018 a 2019
Baja California	1,427	2,175	2,425	52.42	11.49
Bajío	1,510	4,269	6,044	182.72	41.58
Centro Occidente	1,863	2,801	4,476	50.35	59.80
Centro Oriente	692	1115	1543	61.13	38.39
Centro Sur	918	1267	1692	38.02	33.54
Golfo Centro	731	919	1571	25.72	70.95
Golfo Norte	4,115	5,544	7,248	34.73	30.74
Jalisco	4,665	6,853	11,658	46.90	70.12
Noroeste	1,005	1,706	2,214	69.75	29.78
Norte	2,464	3,330	5,122	35.15	53.81
Oriente	550	745	1287	35.45	72.75
Peninsular	1,978	2,501	4,155	26.44	66.13
Sureste	559	655	911	17.17	39.08
Valle de México Centro	1,132	1,441	1,557	27.30	8.05
Valle de México Norte	907	1012	1035	11.58	2.27
Valle de México Sur	1,442	2,284	2,403	58.39	5.21
<b>Nacional</b>	<b>25,958</b>	<b>38,617</b>	<b>55,341</b>	<b>48.77</b>	<b>43.31</b>

Fuente: CFE Suministrador de Servicios Básicos. Diciembre 2019.

## Desempeño operativo de la empresa

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

Indicadores Estratégicos	Cifras				Variaciones	
	Datos Observados				(%)	
	2018		2019		De 2018 a 2019	2019 respecto a la meta
	Meta	Real	Meta	Real		
EBITDA (%) <sup>3</sup>	-3	3.25	2.2	9.1	-180	-313.64
Ingresos por venta de energía (mmdp) <sup>4</sup>	366.01	336.9	395	407	20.78	2.91
Costo Operativo de Suministro Básico (\$/kWh) <sup>5</sup>	0.1	0.1	0.09	0.07	30	22.22
Costo Unitario de Suministro Básico (\$/cliente) <sup>6</sup>	485.3	466.5	457.99	345.37	25.97	24.59
Satisfacción del Cliente (%)	91.88	92.11	92.27	92.59	0.52	0.35
Inconformidades por cada Mil Usuarios (No.)	4.99	5.53	4.99	4.88	11.75	2.2
Compromisos de Servicio (%)	90	91.82	93	94.28	2.68	1.38
Índice de Cobrabilidad (%)	98	98.84	98.5	98.44	-0.4	-0.06
Cartera Vencida (mdp)	39,306	47,582	45,257	55,587	-16.82	-22.83
Rotación de Cartera Vencida (días)	39.99	43.92	42.26	48.3	-9.97	-14.29

<sup>1</sup> Los indicadores presentados, son los reportados como indicadores estratégicos en su Planeación Estratégica 2019.

El indicador con más desviación en 2019 respecto al 2018 es Cartera Vencida. Con relación a los parámetros operativos, el indicador de Cartera Vencida asciende a 55,587 millones de pesos (mdp), con un incremento del 8,005 mdp con respecto al cierre de 2018. La cartera vencida es un activo de la CFE SSB, el cual está constituido por los créditos en mora que han superado 30 días de su fecha de vencimiento. Esta cifra incluye impuestos, derechos y otros conceptos diferentes a la facturación que se integran a los avisos-recibos.

Estados con Problemática Agrícola	Importe (mdp)	Estados con Problemática Social	Importe (mdp)	Estados con Problemática de adeudos Municipales	Importe (mdp)
Guanajuato	1,963	Tabasco	10,327	Estado De México	4,996
Chihuahua	568	Estado de México	8,833	Chiapas	720
Durango	183	Chiapas	4,663	Guerrero	690
Coahuila	96	CDMX	2,533	Tabasco	539

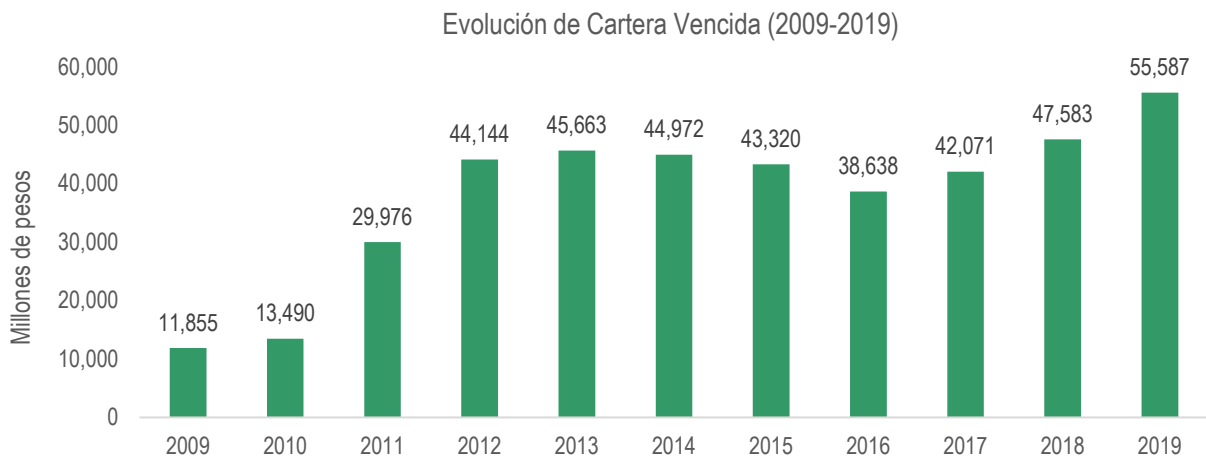
<sup>3</sup> Información que podrá ser omitida en versiones públicas por reunir características de secreto comercial.

<sup>4</sup> Información preliminar sujeta a cambios por el proceso de cierre de los Estados Financieros Auditados Dictaminados.

<sup>5</sup> Información que podrá ser omitida en versiones públicas por reunir características de secreto comercial.

<sup>6</sup> Ídem.

El saldo total por rezago del sector agrícola asciende a un importe de <b>3,050 mdp</b> , representando los primeros 4 Estados un total del <b>92%</b> .	El saldo total por resistencia al pago por áreas conflictivas asciende a un importe de <b>32,270 mdp</b> , representando los primeros 4 Estados un total del <b>82%</b> .	El saldo total por rezago por adeudos Municipales asciende a un importe de <b>8,243 mdp</b> , representando 4 Estados un total del <b>84%</b> .
<b>Acciones</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Convenios peso por peso para adeudos domésticos y municipales de Tabasco.</li> <li>• Convenios con municipios del Estado de Chiapas</li> <li>• Falta de convenios peso por peso con municipios del Estado de México.</li> <li>• Adeudos documentados como apoyo al programa de recuperación de energía.</li> <li>• Convenios tripartita para los productores agrícolas.</li> </ul>		



## Canales de atención a clientes

Para seguir atendiendo al creciente número de clientes, han sido mejorados los canales de atención. Al cierre de 2019 existían 1,286 oficinas, que incluían Centros de Atención, Módulos, Islas, Centros Virtuales, Centros Móviles y Centros de Atención telefónica a la línea 071. Esa cifra fue 0.85% menor que la registrada en 2018.

Canales de atención	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
Centros de atención	1,121	1,111	-0.89
Módulos/Islas	87	81	-6.9
Centros virtuales	72	72	0
Móviles	3	8	166.67
Centros de Atención Regional	14	14	0
<b>Total de Oficinas</b>	<b>1,297</b>	<b>1,286</b>	<b>-0.85</b>

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2019.



Otro canal tecnológico utilizado para el servicio al cliente son los equipos llamados “CFEMático”, que son cajeros automáticos dedicados a las operaciones del pago de las facturaciones servicio eléctrico. En 2018 había 2,748 y en 2019 se cuenta con 2,761, debido a la diversificación para el pago de energía eléctrica.

Tipo de CFEMáticos	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
CFEMáticos Lobby	2,497	2,522	1
CFEMáticos Auto	251	239	-4.78
<b>Total CFEMáticos</b>	<b>2,748</b>	<b>2,761</b>	<b>0.47</b>

Fuente: Monitoreo de CFEMáticos. Diciembre 2019.

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		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
Administración de filas (CFETurnos)	769	750	-2.47
Kioscos de información (Matrix)	774	755	-2.45
<b>Total Sistemas Atención</b>	<b>1,543</b>	<b>1,505</b>	<b>-2.46</b>

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2019.

Los medios tecnológicos han disminuido en el 2019, pasando de 225 ventanillas electrónicas en el 2018 a contar con 224 en 2019. Así también las ventanillas personalizadas presentaron una disminución, pasando de 2,075 en 2018 a 2,073 en 2019.

Tipo de ventanillas	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2018	2019	De 2018 a 2019
Ventanillas electrónicas	225	224	-0.44
Ventanillas personalizadas	2,075	2,073	-0.1
<b>Total ventanillas</b>	<b>2,300</b>	<b>2,297</b>	<b>-0.13</b>

Fuente: Centros de Atención. Diciembre 2019.

Las redes sociales se han convertido en un canal de atención importante para la CFE Suministrador de Servicios Básicos, brindando atención al cliente vía Twitter con la cuenta **@CFE\_Contigo**, al 31 de diciembre de 2019 registraron **99,848 seguidores y 1,228,754 interacciones**. Asimismo, en el 2019 se abrió el canal de atención “contáctanos”, correo electrónico en el que, desde el portal [www.cfe.mx](http://www.cfe.mx), al cierre del año se recibieron 58,955 mensajes.

Twitter	Cifras	
	(Datos observados)	
	2018	2019
@CFEcontigo	51,511	99,848

Fuente: Twitter. Diciembre 2019.



## Modificaciones tarifarias

A partir del 1 de diciembre de 2017, existe una nueva estructura tarifaria. Esta estructura incorpora varios elementos:

- Anteriormente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determinaba la fórmula para calcular las tarifas eléctricas que aplicaba la Comisión Federal de Electricidad.
- Ahora, según lo establece la Reforma Energética, 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.
- Esta estructura tarifaria aplica para todos los suministradores de servicios básicos que decidan comercializar energía en el país, entre ellas la CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- Este esquema tarifario no aplica para los usuarios calificados, cuyos precios no están regulados y se definen en función del precio pactado con su suministrador, de los cuales actualmente existen al menos 10 competidores.
- El esquema tarifario vigente 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.
- Actualmente existen 12 categorías tarifarias y 17 regiones para cada una de las tarifas.
- 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. Con base en lo anterior, la SHCP emitió los acuerdos con los que determinó que las tarifas domésticas, agrícolas con estímulo y acuícolas, no tendrían modificaciones en su forma de determinación durante el periodo del 01 de diciembre 2017 al 31 de diciembre 2018.
- El 28 de diciembre 2018, la SHCP emitió el acuerdo que modifica el diverso por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, asimismo 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.
- Respecto a las tarifas agrícolas con estímulo y acuícolas, no tendrán modificaciones en su forma de determinación durante este periodo.

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

Sector	Precio Medio		Variaciones
	(pesos/kilowatt-hora)		(%)
	2018	2019	2018 a 2019
Doméstico DAC	4.64	4.85	4.53
Comercial	3.31	3.57	8.18
Servicios	3.54	3.75	5.93
Industria	1.93	2.09	8.29
Doméstico No DAC	1.07	1.11	3.74
Agrícola	0.59	0.58	-1.69
Total	1.79	1.89	5.59

Fuente: CFE SSB. Diciembre 2019.

Las siguientes tablas muestran el comportamiento del precio medio mensual 2019, 2018 y la variación entre estos 2 años, por sector.

Sector	2019												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Doméstico Alto Consumo	4.99	5.28	5.17	4.91	4.77	4.86	4.82	4.74	4.73	4.57	4.66	4.70	4.85
Comercial	3.55	3.58	3.57	3.60	3.57	3.60	3.62	3.60	3.57	3.53	3.48	3.51	3.57
Servicios	3.68	3.79	3.73	3.74	3.81	3.75	3.85	3.90	3.78	3.75	3.62	3.60	3.75
Industria	2.91	2.06	2.12	2.08	2.11	2.12	2.13	2.13	2.10	2.09	2.06	2.07	2.09
Doméstico Bajo Consumo	1.20	1.20	1.16	1.17	1.08	1.01	0.96	1.11	1.06	1.05	1.16	1.25	1.11
Agrícola	0.60	0.59	0.58	0.58	0.58	0.58	0.57	0.57	0.58	0.61	0.62	0.63	0.58
Total	1.94	1.95	1.95	1.91	1.88	1.87	1.84	1.85	1.84	1.86	1.91	1.96	1.89

Sector	2018												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Doméstico Alto Consumo	4.340	4.385	4.425	4.688	4.480	4.603	4.686	4.810	4.837	4.727	4.786	4.880	4.64
Comercial	2.943	2.665	2.573	2.750	2.905	3.082	3.214	3.486	3.749	4.093	3.882	4.067	3.31
Servicios	3.327	2.713	2.831	2.835	3.050	3.102	3.531	3.877	4.205	4.396	4.199	3.969	3.54
Industria	1.73	0.96	1.38	1.44	1.56	1.69	1.84	2.05	2.29	2.56	2.51	3.23	1.93
Doméstico Bajo Consumo	1.202	1.212	1.148	1.165	1.060	0.947	0.986	1.024	1.007	0.974	1.096	1.191	1.07
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	0.59
Total	1.71	1.20	1.43	1.47	1.52	1.57	1.69	1.81	1.99	2.21	2.24	2.64	1.79

Sector	Variación 2018 vs 2019 (%)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Doméstico Alto Consumo	14.98	20.41	16.84	4.74	6.47	5.58	2.86	-1.46	-2.21	-3.32	-2.63	-3.69	4.53
Comercial	20.63	34.33	38.75	30.91	22.89	16.81	12.63	3.27	-4.77	-13.76	-10.36	-13.70	8.18
Servicios	10.61	39.70	31.76	31.92	24.92	20.89	9.03	0.59	-10.11	-14.70	-13.79	-9.30	5.93
Industria	68.21	114.58	53.62	44.44	35.26	25.44	15.76	3.90	-8.30	-18.36	-17.93	-35.91	8.29
Doméstico Bajo Consumo	-0.17	-0.99	1.05	0.43	1.89	6.65	-2.64	8.40	5.26	7.80	5.84	4.95	3.74
Agrícola	-6.25	-3.28	11.54	1.75	3.57	9.43	9.62	5.56	3.57	5.17	-15.07	50.00	-1.69
Total	13.45	62.50	36.36	29.93	23.68	19.11	8.88	2.21	-7.54	-15.84	-14.73	-25.76	5.59

Fuente: CFE SSB. Diciembre 2019.

Los precios medios de venta del año 2018, en especial del sector comercial e industrial resultaron excepcionalmente más bajos derivados de la aplicación de la nueva metodología tarifaria mandatada por la CRE. La reducción de los precios observada en el primer trimestre del año no estuvo respaldada por una baja en los costos de proveer el suministro, por lo que en el resto de ese año la CRE realizó tarifarios para llevar las tarifas a niveles sostenibles.

## Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo permiten a CFE Suministrador de Servicio Básico (CFE SSB) cubrir las obligaciones de cobertura, mandatada en la legislación vigente, 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).

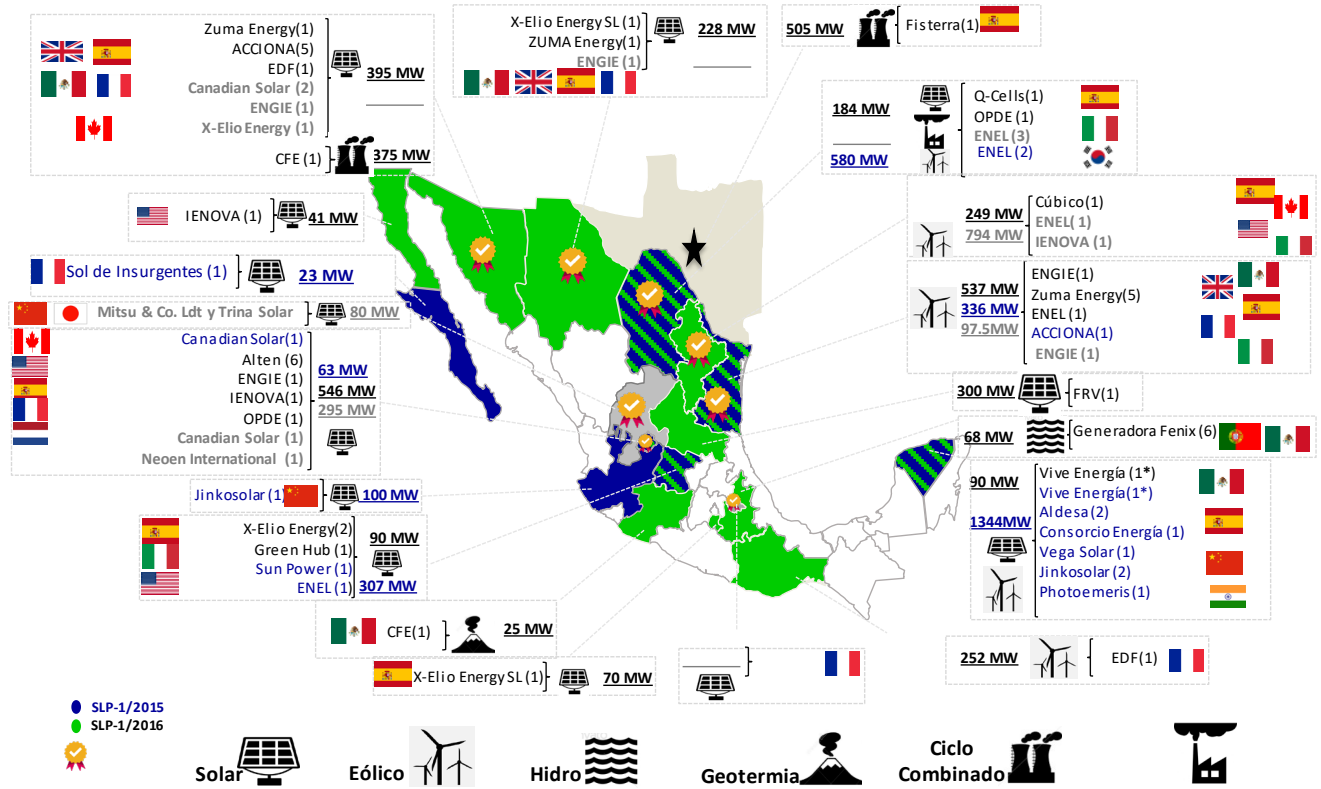
Al cierre del 2019, la CFE SSB cuenta coberturas resultado de la participación en tres Subastas de Largo Plazo, SLP No.1/2015, SLP No.1/2016 y SLP No. 1/2017 así mismo con los Contratos Legado para el Suministro Básico asignados por la Secretaria de Energía asociada a los productos de Energía Eléctrica Acumulable, Potencia y CEL.

### *Descripción de proyectos: productos, costos, nuevas centrales y capacidad por tecnología*

Con fundamento legal en el artículo 53 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) donde se establece las Subastas eléctricas reguladas en la Base 14 de las Reglas del Mercado y el Manual de Subastas a Largo Plazo, se obtuvieron los siguientes resultados:

- En la subasta SLP No.1/2015 se asignaron 18 contratos que contempla la construcción de 17 centrales que entregaran 5.4 TWh de Energía y 5.4 Millones de CEL, a partir de 2018, con precios de 544 pesos/MWh y 285 pesos/CEL.
- La subasta SLP No.1/2016 se asignaron 56 contratos que considera la construcción de 43 Centrales que proporcionara productos por 8.9 TWh de Energía, 9.3 Millones de CEL y 1,187 MW-año, a partir de 2019, con precios de 419 pesos/MWh, 210 pesos/CEL y 733,013 pesos/MW-año.
- La subasta SLP No. 1/2017 derivado de la participación de otras Entidades Responsables de Carga y la incorporación de la cámara de compensación considera la asignación de un contrato en donde se entregará producto derivado de 16 centrales que proporcionaran productos por 5.0 TWh de Energía, 5.4 Millones de CEL y 539.8 MW-año, a partir de 2020, con precios de 256 pesos/MWh, 139 pesos/CEL y 694,755 pesos/MW-año.

Los proyectos asignados en las Subastas de Largo Plazo y su localización geográfica se muestran en las siguientes figuras:



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

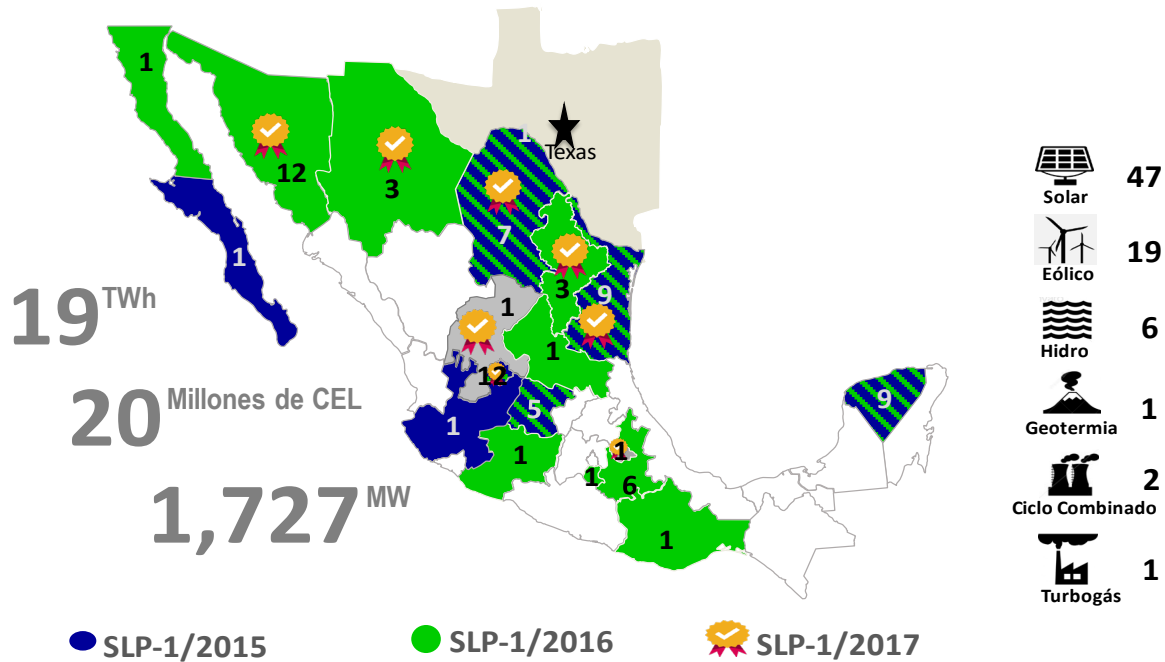


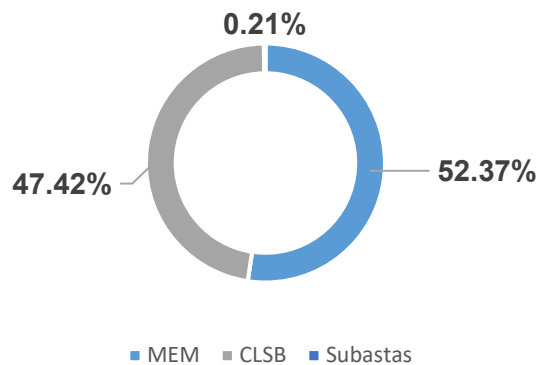
Figura 2: Distribución de centrales de las tres Subastas de Largo Plazo y productos asignados.

Es importante destacar que prácticamente la totalidad de los proyectos ganadores de las subastas se caracterizan por ser de fuentes de generación solar. Este tipo de tecnologías, al ser intermitente, requiere respaldo de tecnologías firmes e implica para el sistema mayores servicios conexos.

### Costos<sup>7</sup>

Los costos de CFE SSB por compra de energía y productos asociados en 2018, fueron de \$501,938,628,127.28 millones de pesos. Estos costos se desglosan de la siguiente forma:

Importe por energía y productos asociados



<sup>7</sup> Información preliminar sujeta a cambios por el proceso de cierre de los Estados Financieros Auditados Dictaminados.

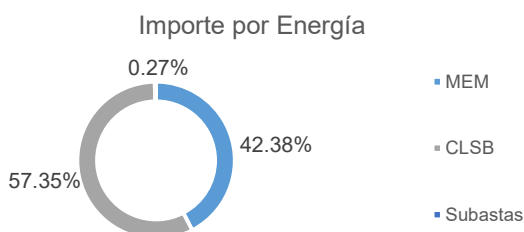
Concepto	Importe
MEM	\$ 262,887,664,819.69
CLSB	\$ 238,001,548,748.28
Subastas	\$ 1,049,414,559.31

\*El costo del MEM incluye energía, tarifas reguladas y productos asociados.

\*El costo del CLSB incluye costos fijos y costos variables.

\*El costo de los contratos de subastas, incluye energía, potencia y CEL.

Respecto a los costos únicamente de energía, fueron los siguientes:

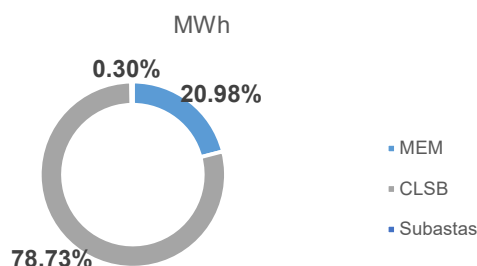


Concepto	Importe por energía
MEM	\$104,467,737,112.25
CLSB	\$141,351,307,848.52
Subastas	\$657,962,093.92
Total	\$246,477,007,054.69

En 2018 se inició la entrega de productos de 11 Contratos de Cobertura Eléctrica derivados de las subastas 2015 y 2016. La energía adquirida por subastas tiene un precio menor al adquirido en el Mercado de Corto Plazo, ya que si se compara el precio medio para CFE SSB en el Mercado Eléctrico Mayorista es de 1,914.51 \$/MWh cuando el de las subastas es de 854.52\$/MWh.

Concepto	MWh
MEM	54,570,527.80
CLSB	204,805,666.33
Subastas	769,980.30
Total	260,146,174.42

Con el Contrato Legado, se obtiene un precio menor por MWh que el del Mercado Eléctrico Mayorista. El costo medio por MWh del CLSB es de 690.17 \$/MWh; es decir, el precio de compra de energía entre las plantas propias de la CFE es el que resulta más bajo. Esta cobertura aporta un 79% del total de requerimiento de CFE SSB y los contratos de subastas aportaron únicamente un 0.3%. El desglose es el siguiente:



Referente a los Certificados de Energías Limpias, para el cierre del año 2018, los Contratos de Cobertura Eléctrica acreditaron a CFE SSB ante la CRE un total de 2,441,530 CEL, los cuales se utilizarán para atender obligaciones de energías limpias para ese periodo de operación.

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

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) realizó 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.

Al cierre del 2019 los proyectos concluyeron de la siguiente manera:

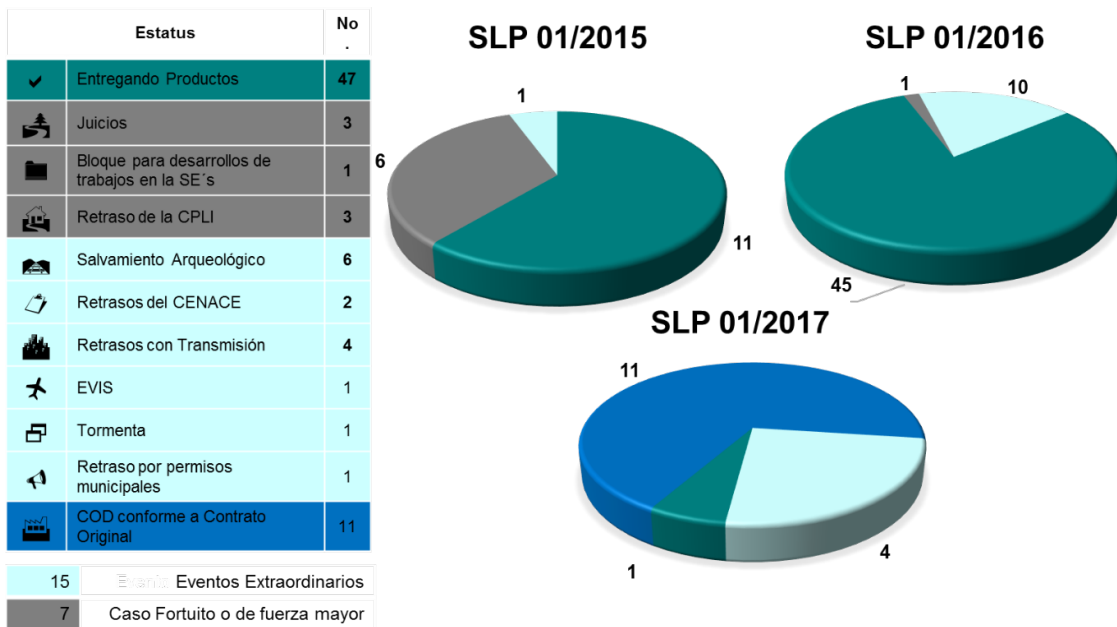


Figura 3: Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015, la SLP No. 1/2016 y la SLP No. 1/2017

La principal causa de retraso está asociada a los permisos que otorgan los diferentes organismos. Las actividades de administración de los CCE se han desarrollado de acuerdo con las obligaciones establecidas en los mismos; el control y vigilancia del cumplimiento de las cláusulas contractuales.

Al cierre del 2019 existen 51 Contratos de Cobertura Eléctricas de subastas que ha entrado en operación, los cuales se desglosan de la siguiente manera:

- Existen diecisiete centrales fotovoltaicas asociadas a veintiocho contratos que representan 134 MW, 5,977,162 MWh, 6,063,643 CEL de manera anual, dos centrales de ciclo combinado asociados a seis contratos para entrega de 849.91 MW, seis centrales eólicas asociadas a diez contratos que representan 98.36 MW, 3,888,124 CEL y 3,992,397 MWh de Energía Eléctrica Acumulable, dos centrales hidroeléctricas asociadas a seis contratos que representan 314,631 CEL y finalmente una central geotérmica que entregara 25 MW, 198,764 MWh, 198,764 CEL anualmente.

Para el año 2020 se espera incrementar la entrega de productos derivado de los proyectos de subastas, sin embargo, el Contrato Legado seguirá cubriendo la mayor parte de las coberturas de CFE SSB.

## Principales resultados de atención a Clientes

- En el ámbito internacional en el indicador de satisfacción general medido por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (CIER), se obtuvo un valor de 73.8 para el año 2019, el cual presento un decremento de 1.0 puntos porcentuales con relación al 2018 (74.8).
- A partir de su lanzamiento (19 de marzo de 2018), la APP CFE Contigo registra un total de 2,281,830 clientes, recaudando 3,240.40 mdp en transacciones.
- A través de los pagos con tarjetas bancarias en CFEmáticos y Ventanilla, al cierre de diciembre 2019 se registraron un total de 989,802 eventos con un importe de 8,448.64 mdp.
- En la atención al cliente vía Twitter con la cuenta @CFE\_Contigo, al 31 de diciembre de 2019 registraron 99,848 seguidores y 1'228,754 interacciones (menciones públicas y mensajes privados).

## Actividades relevantes

- Con el apoyo del FIPATERM, se realizaron al cierre de diciembre de 2019, 82,822 diagnósticos residenciales y 97,813 empresariales, con el objetivo de brindar asesoramiento técnico para la optimización de su consumo.
- A diciembre del 2019 se han realizado 19,775 visitas a clientes que por su volumen de ventas son susceptibles a ser visitados por un suministrador de servicios calificados.
- De enero a diciembre 2019 se atendieron 1'228,754 interacciones correspondientes a 328,204 clientes, es decir, en promedio se atienden 3,366 interacciones diarias.

## Principales logros del año

- Los ingresos por venta de energía, a diciembre de 2019 son de 406,973 mdp, cumpliendo con respecto a la proyección de cierre 2019 por 397,516 mdp.
- Al cierre de diciembre 2019, mediante los 14 Centros Regionales (071) se atendieron, 31.59 millones de llamadas.
- De enero a diciembre se atendieron 33,342 mensajes del portal institucional, es decir, el 57% del total de mensajes recibidos. El promedio diario de mensajes recibidos es de 162. A partir de octubre de 2019, la atención de casos del Valle de México se desagregó por División Comercial.



## Retos y oportunidades para el 2020

CFE Suministrador de Servicios Básicos elaboró su Planeación Estratégica para el cumplimiento de los objetivos, adoptando estrategias que priorizan el acuerdo de creación de la empresa; se realizó una revisión de los elementos que estructuran la Planeación Estratégica y con ello se dio origen al Plan Estratégico del Modelo de Comercialización 2020-2024, con el fin de reflejar las prioridades a los nuevos desafíos que se enfrentará la empresa.

### Objetivo Estratégicos de CFE Suministrador de Servicios Básicos:

1. **Mejorar los resultados financieros, a través de la administración eficiente de los recursos económicos.** Mantener una solvencia financiera (flujo de efectivo positivo) que permita sostener a la empresa y mantener un margen de resultado positivo, apalancado con una política de riesgos.
2. **Mejorar la experiencia del cliente con base en el valor del servicio.** CFE SSB será responsable de la satisfacción del cliente y dar atención a las quejas que se pudieran recibir por parte de ellos. El servicio debe ser enfocado a incrementar el grado de satisfacción.
3. **Impulsar la eficiencia operativa, estableciendo sinergia entre los procesos.** Desarrollar procesos enfocados a la eficiencia de las acciones, a fin de asegurar los programas establecidos para cumplir con los dos primeros objetivos establecidos, mejorar el desempeño y asegurar los resultados.
4. **Mantener estándares de calidad, mejora continua, innovación y sustentabilidad, actualizando la normatividad aplicable.** Adopción de estándares internacionales a través de la implementación de sistemas de gestión y programas de responsabilidad social.
5. **Desarrollar las capacidades y competencias de los colaboradores, para incrementar su sentido de pertenencia y calidad de vida.**

## Consejo de Administración de CFE Suministrador de Servicios Básicos

El Consejo de Administración de la Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos es el responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de esta empresa, el cual creó el 8 de diciembre de 2016.



### Miembros del Consejo de Administración de CFE Suministrador de Servicios Básicos.

1. Director General de CFE, Consejero Presidente
2. Consejero Independiente.
3. Consejero por CFE
4. Consejero por SENER
5. Consejero por SHCP
6. Representante de los Trabajadores.
7. Abogado General de CFE, Secretario del Consejo
8. Responsable de Asuntos Jurídicos de CFE SSB, Prosecretario.

#### Invitados permanentes:

- Director General de CFE Suministrador de Servicios Básicos
- Auditor Interno en CFE
- Titular de la Unidad de Responsabilidades en CFE
- Coordinador de Control Interno de CFE

## Sesiones del Consejo de Administración de CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Del 2016 al 2019, el Consejo de Administración de CFE SSB cuenta con 11 sesiones ordinarias, con un total de 92 acuerdos.

### Principales asuntos tratados en 2019:

- Nombramiento de Secretario y Prosecretario.
- Conformación del Comité de Auditoría.
- Facultades provisionales para operar en ausencia de Estatuto Orgánico.
- Estatuto Orgánico.
- Modificación al Estatuto Orgánico.
- Plan de Negocios 2017-2022.

### Operación del Consejo de Administración

- La operación del Consejo se regula en las Reglas de Operación que aprobó mediante acuerdo CASSB-11/2017, así como su modificación aprobada mediante acuerdo CASBB-90/2019.
- Se reúne por lo general cada trimestre, previa convocatoria emitida por el Secretario del Consejo.
- De cada sesión se levanta acta y se emiten, firman y publican los acuerdos adoptados.

### Gestión de Riesgos

- El Comité de Auditoría, auxiliar del Consejo de Administración, conoce de la identificación y el tratamiento de los riesgos de la empresa.
- Dentro del Plan de Negocios que aprueba el Consejo, se incluye lo relativo a la gestión de riesgos de la empresa.
- Anualmente se reevalúan los riesgos y se actualiza lo relativo en el Plan de Negocio.
- El Consejo de Administración revisa avances en el Control Interno y en la Administración de Riesgos.

### Transparencia y Rendición de Cuentas

- El Director General rinde un informe del estado que guarda la empresa ante el Consejo de Administración en cada sesión.
- El Consejo de Administración analiza y aprueba un informe anual que rinde la administración de la empresa.

Los acuerdos y actas de cada sesión del consejo se publican en un portal de la subsidiaria en la página web de CFE.

## CFE CALIFICADOS

Durante 2019 y después de poco más de tres 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, con una participación de 55% en el mercado calificado. Lo anterior se ha alcanzado en un entorno de elevada competencia con empresas privadas, donde existen más de 57 Suministradores Calificados con Permiso de la CRE.

El éxito y posicionamiento de CFE Calificados son resultado de la continua construcción y desarrollo de capacidades internas. En 2019, se concentraron esfuerzos en la automatización de procesos e integración de las herramientas de tecnologías de información para lograr una mayor consistencia en la operación y certeza en los análisis sobre el comportamiento del mercado, lo anterior, tiene como consecuencia brindar mayor confiabilidad a nuestros clientes, respecto de las transacciones y liquidaciones que se realizan en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como, robustecer las bases de datos e interfaces al interior de la Empresa.

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

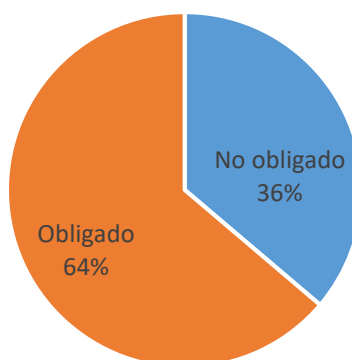
En este ejercicio destacan los siguientes logros de CFE Calificados:

- I. **Fortalecimiento y diversificación del portafolio de clientes.** Durante 2019, CFE Calificados cerró compromisos para la venta de 97 MW de capacidad y su energía asociada, lo que representa un incremento del 9% respecto al ejercicio 2018 con 24 clientes. Con ello, a la fecha la empresa filial tiene firmados contratos de suministro por un total de 1,196 MW de potencia con 56 clientes. Este crecimiento es resultado del despliegue de una agresiva y focalizada estrategia comercial, permitiendo a la Empresa Filial tener presencia en 16 entidades federativas y en 12 sectores productivos.

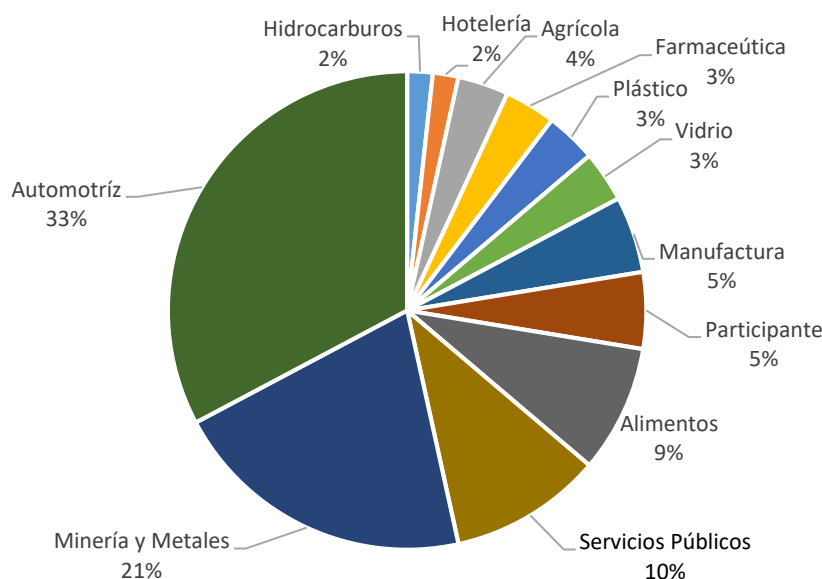
El portafolio de clientes de CFE Calificados se encuentra integrado predominantemente por Usuarios Obligados<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> 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.



Geográficamente, destaca la concentración de clientes en las regiones Golfo Centro y Noreste del país. Por su parte, en materia industrial, sobresalen los sectores: automotriz (33%), minería y metales (21%), transporte público (10%) y alimentos (9%).



- II. **Resultados financieros.** CFE Calificados incrementó la cantidad de energía vendida en 23% respecto al año anterior. Para 2019, los ingresos totales fueron de 6,348 MDP, 2% superior al 2018 y una utilidad bruta de 860 MDP que permitió entregar mayores regalías a la CFE, las cuales pasaron de 213 MDP en 2018 a 251 MDP en 2019, un aumento del 18%.
- III. **Inicio del contrato de cobertura eléctrica de “El Carmen”<sup>9</sup>.** Durante el mes de septiembre de 2019, inició el periodo “merchant” por el contrato de cobertura eléctrica de largo plazo firmado con Iberdrola Generación de la planta “El Carmen”; ubicada en el estado de Nuevo León. Durante dicho periodo se generaron 10 MDP de utilidad para la empresa filial. El inicio de la vigencia comercial fue a partir del primero de enero de 2020. A la fecha, CFE Calificados

<sup>9</sup> El nombre de la contraparte contractual podrá ser omitido en versiones públicas para evitar la develación de secretos comerciales.

tiene firmado contratos de suministro con 25 clientes que representan el 75% de la capacidad contratada con el generador.

## Retos 2019

Durante 2019 se presentaron retos que impidieron a CFE Calificados tener un mejor desempeño, a continuación, se describen los más importantes:

- I. **Escasez de energía en el MEM.** La etapa temprana de implementación del MEM en que nos encontramos se ha distinguido por la falta de disponibilidad de **energía eficiente**, por 2 razones principales: **i)** las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de Generación de la CFE comprometieron su capacidad eficiente a los Contratos Legados<sup>10</sup>, y **ii)** la poca generación eficiente restante se vende directamente al MEM, toda vez que debido a los altos Precios Marginales Locales (PML) observados en los últimos años, las empresas de generación han optado por llevar a cabo dicha estrategia para maximizar sus utilidades en la venta de energía, sin una visión de riesgo en el largo plazo que representa la volatilidad de los precios.

Este escenario ha impedido a CFE Calificados realizar ofertas competitivas a los grandes consumidores de energía calificables para entrar al MEM, que hoy son suministrados por la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos. Por ello, durante 2019, CFE Calificados realizó ofertas a usuarios finales, llevando a cabo negociaciones simultáneas con éstos y con Generadores para asegurar los productos que serán suministrados, ello debido a que prácticamente la totalidad del portafolio de energía que tiene contratado esta Empresa Filial entrará en operación a lo largo de 2020.

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, atraer** 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 en el MEM, sino también para su segmento de generación.

- II. **Retrasos en la entrada de usuarios al mercado calificado por falta una regulación con grandes obstáculos para su implementación respecto a los tiempos del proceso y el equipo requerido para hacer la migración.** Durante 2019, los retrasos por la entrada de clientes a Suministro Calificado representaron 250 MDP de ingresos menos para la filial.

Respecto a las actividades de los órganos de gobierno de CFE Calificados, su Consejo de Administración sesionó en dos ocasiones durante 2019. Como parte de la adopción de medidas de gobierno corporativo al interior de la Empresa, se instaló el Comité de Riesgos de CFE Calificados y sesionó su Comité de Auditoría. Finalmente, la Empresa Filial no participó ni organizó Subasta alguna durante el ejercicio 2019.

---

<sup>10</sup> Por diseño tarifario, esta capacidad será destinada a servir a los sectores doméstico y agrícola.



### Anexo 1.0 – Memoria Fotográfica







# EMPRESAS DE GENERACIÓN

# CFE GENERACIÓN I

## 1. Objetivo de la EPS

- Expansión de capacidad de generación mediante nuevos proyectos, aprovechando y recuperando los activos que actualmente se tienen.
- Mejorar la ejecución de los mantenimientos y optimizar los recursos aplicados, minimizando costos operativos para la optimización de nuestros procesos.
- Desarrollar estrategias para la optimización de costos de los energéticos para una participación en el Mercado Eléctrico Mayorista y Contrato Legado con costos de producción competitivos.

Para lo anterior, se dio seguimiento a métricas que permiten evaluar de manera integral los objetivos planteados, buscando asegurar las mejores prácticas internacionales de medición del desempeño.

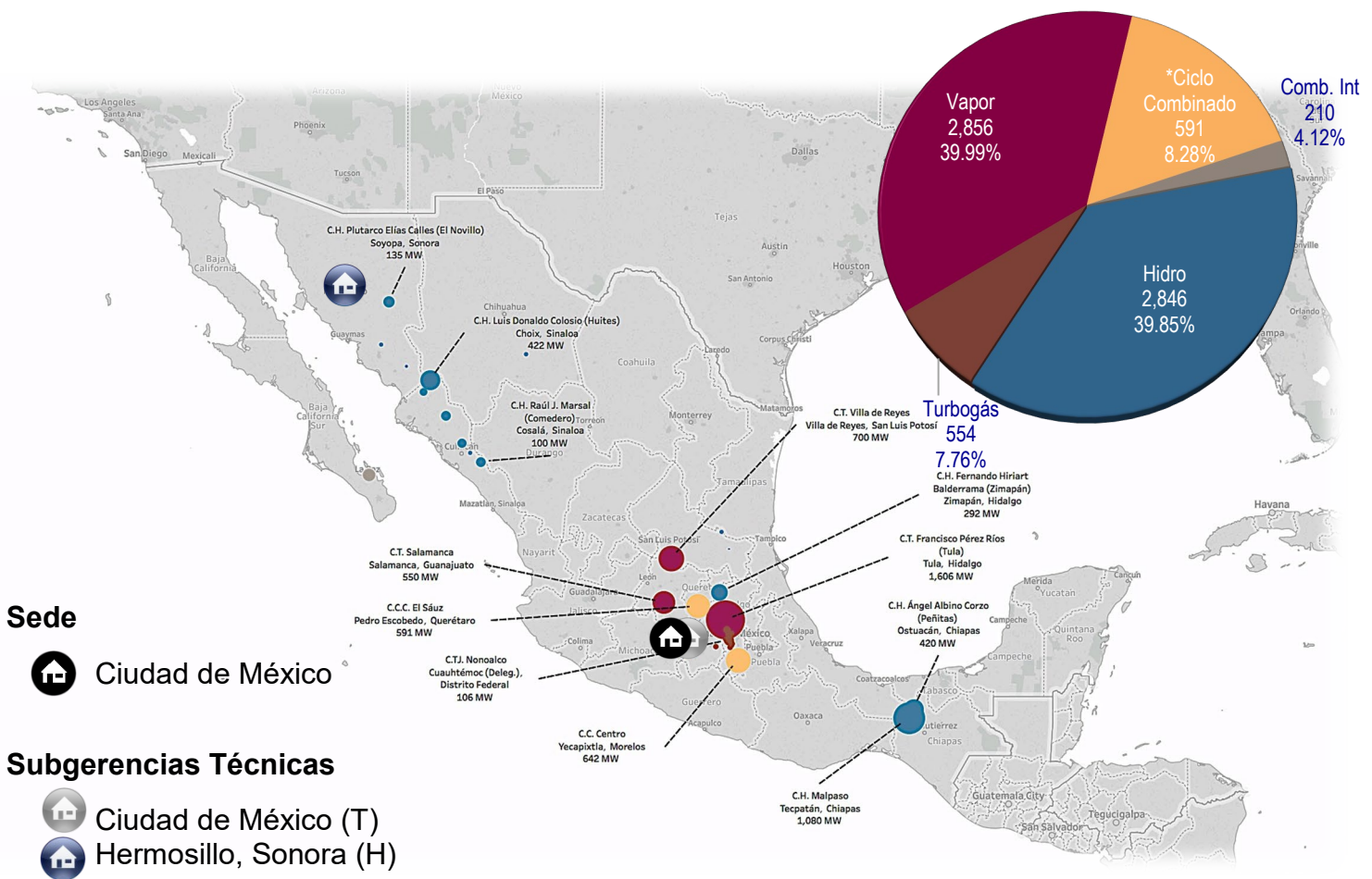
## 2. Resumen ejecutivo

En el 2019, se llevaron a cabo importantes actividades para la recuperación de capacidad de la EPS, entre los principales, se encuentran los siguientes:

- Durante la hora crítica de menor reserva operativa en el SIN del orden de 2,664 MW presentada el 20 de junio de 2019 a la hora 17, CFE Generación I contribuyó para satisfacer la demanda con 4,780 MW, equivalente al 73% de la Capacidad Efectiva Neta Total.
- Se continuó con el contrato de representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Central de Cogeneración de la Empresa BIO PAPPEL (SCRIBE), con una Capacidad Excedente de 9.65 MW, obteniendo ingresos por la prestación de servicios de 5.6 millones de pesos en 2019.
- CFE Generación I presentó una disminución del 34% en el costo de Gas Natural con respecto al año 2018, disminuyendo de 128 a 85 \$/GJ, debido a una menor utilización del Gas Natural Licuado de mayor costo, resultado de las gestiones del suministro del energético y estrategias comerciales al adquirir coberturas de precio y volumen fijo ante el Suministrador CFenergía.
- CFE Generación I llevó a cabo la gestión integral de proyectos estratégicos; realizándose las convocatorias de los Concursos Abiertos Internacionales de los Proyectos 351 CCI Baja California Sur VI, 347 CC Salamanca, y 323 CC San Luis Potosí, por una capacidad de generación de 42.26 MW, 836.79 MW y 804.80 MW respectivamente, gestionando de manera satisfactoria ante el CENACE los Estudios de Interconexión de los Proyectos de Generación C.C.C. Salamanca y C.C.C. San Luis Potosí, así como las modificaciones al Permiso de Generación de Energía Eléctrica por incremento de capacidad ante la CRE.
- Durante 2019, derivado del estricto seguimiento a las políticas de seguridad en los centros de trabajo, no se presentaron accidentes graves o de alto potencial de pérdidas. Por lo que el 95% de los Centros de trabajo de la EPS se mantuvo por abajo del tope superior de grado de riesgo, establecido por el IMSS, como resultado de las acciones implantadas al conformarse un comité interdisciplinario, integrado por las áreas de Seguridad Social, Trabajo, Asesoría Médica y Seguridad Industrial.

- Al continuar cumpliendo con las condiciones requeridas por la PROFEPA, se logró mantener el certificado de Industria Limpia de las Centrales Hidroeléctricas Bacurato, Humaya, Prof. Raúl J. Marsal C. “Comedero”, Gral. Salvador Alvarado “Sanalona” y Luis Donald Colosio “Huites”, manteniendo 31 Centros de trabajo certificados; así mismo se inició el proceso de certificación de la Central Termoeléctrica Salamanca.
- En el proceso Hidroeléctrico, se logró incrementar la capacidad de volumen útil de energía almacenada de la Central Hidroeléctrica Luis Donald Colosio “Huites”, mediante el proyecto de reinyección de la obra de contención (cortina), incrementando con esto su nivel de almacenamiento en 4m, lo que representa un volumen de 300 millones de m<sup>3</sup>, con los cuales se puede generar 75 GWh, ingresando un estimado por venta de energía 23 millones de pesos, con un monto de inversión de 12 millones de pesos.

### 3. Escenario tecnológico 2019



Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Bruta Efectiva
Vapor	Gas Natural /Combustóleo	3	9	2,856
Ciclo Combinado	Gas Natural	2*	9	591
Hidroeléctrico	Agua	19	43	2,846
Turbogás	Gas	14	17	554
Combustión Interna	Combustóleo	1	5	210
Unidades Móviles	Diésel	4	4	84
<b>Total</b>		<b>43</b>	<b>87</b>	<b>7,141</b>

\*En ciclo combinado, el C.C Centro no entró en operación comercial.

#### 4. Generación bruta y neta por tecnología y por mes.

Generación Bruta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	1,037	974	927	1,408	1,327	1,431	1,252	1,272	1,109	768	768	705	12,978
C. Combinado	390	381	345	398	433	420	411	429	287	146	144	143	3,926
Hidroeléctrico	629	526	747	819	997	1,046	913	653	728	649	573	491	8,770
Turbogás	119	156	186	172	229	258	248	260	234	232	230	223	2,547
Combustión Interna	73	85	110	100	95	80	134	109	113	111	96	97	1,203
Unidades Móviles	4	4	2	9	12	16	14	16	15	15	10	5	122
<b>Total EPS</b>	<b>2,252</b>	<b>2,125</b>	<b>2,317</b>	<b>2,907</b>	<b>3,093</b>	<b>3,250</b>	<b>2,972</b>	<b>2,740</b>	<b>2,486</b>	<b>1,921</b>	<b>1,821</b>	<b>1,663</b>	<b>29,545</b>

Generación Bruta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	749	957	840	931	1,175	1,128	1,103	1,168	1,027	776	680	492	11,027
C. Combinado	146	216	412	407	422	295	359	432	422	432	281	250	4,076
Hidroeléctrico	665	663	653	610	658	614	650	565	460	317	408	555	6,817
Turbogás	251	234	242	233	254	239	263	291	219	230	140	103	2,697
Combustión Interna	108	96	101	98	81	80	82	80	85	84	90	80	1,066
Unidades Móviles	1	1	1	2	8	11	16	14	12	11	9	2	88
<b>Total EPS</b>	<b>1,920</b>	<b>2,168</b>	<b>2,250</b>	<b>2,281</b>	<b>2,599</b>	<b>2,367</b>	<b>2,473</b>	<b>2,550</b>	<b>2,225</b>	<b>1,851</b>	<b>1,608</b>	<b>1,480</b>	<b>25,770</b>

Diferencia Generación Bruta (GWh)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	-288	-17	-87	-477	-151	-304	-149	-104	-82	9	-89	-213	-1,951
C. Combinado	-244	-165	67	9	-10	-124	-52	3	136	286	137	107	150
Hidroeléctrico	36	137	-94	-209	-338	-432	-263	-88	-269	-332	-165	64	-1,953
Turbogás	132	78	56	61	24	-19	15	30	-15	-2	-90	-120	150
Combustión Interna	36	12	-9	-2	-15	1	-52	-28	-28	-27	-6	-17	-137
Unidades Móviles	-3	-3	-1	-7	-4	-5	2	-2	-3	-4	-1	-3	-34
Total EPS	-332	42	-67	-626	-494	-883	-499	-190	-262	-70	-213	-183	-3,775

Generación Neta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	962	907	859	1,314	1,238	1,333	1,159	1,182	1,027	705	709	647	12,043
C. Combinado	382	373	338	390	424	411	402	421	281	143	141	140	3,845
Hidroeléctrico	624	519	739	813	989	1,038	906	649	724	645	569	487	8,702
Turbogás	114	148	177	163	218	246	236	248	223	221	219	213	2,427
Combustión Interna	70	82	106	96	92	76	129	104	108	106	92	93	1,154
Unidades Móviles	4	4	2	9	12	16	13	16	15	15	9	5	120
Total EPS	2,156	2,034	2,220	2,785	2,973	3,120	2,846	2,620	2,378	1,836	1,739	1,585	28,291

Generación Neta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	694	893	783	870	1,098	1,046	1,023	1,087	952	716	627	448	10,237
C. Combinado	143	212	404	399	413	289	351	423	414	423	276	244	3,991
Hidroeléctrico	660	658	648	604	653	609	645	560	456	314	404	551	6,761
Turbogás	240	224	231	222	242	228	251	278	209	220	133	98	2,577
Combustión Interna	104	92	97	94	78	78	78	77	81	80	86	76	1,021
Unidades Móviles	1	1	1	2	8	11	16	14	12	11	9	2	87
Total EPS	1,841	2,079	2,164	2,192	2,492	2,261	2,365	2,438	2,124	1,765	1,535	1,419	24,674

Diferencia Generación Neta (GWh)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor	-268	-15	-76	-444	-140	-287	-135	-96	-75	11	-82	-199	-1,806
C. Combinado	-239	-162	66	9	-10	-122	-51	3	133	281	134	104	146
Hidroeléctrico	35	138	-91	-208	-337	-429	-261	-89	-269	-331	-164	64	-1,941
Turbogás	126	75	53	60	24	-17	15	30	-14	-1	-86	-115	150
Combustión Interna	34	11	-8	-2	-14	1	-51	-27	-27	-27	-6	-17	-133
Unidades Móviles	-3	-3	-1	-7	-4	-5	2	-2	-3	-4	-1	-3	-34
Total EPS	-315	44	-56	-593	-481	-859	-481	-182	-254	-71	-204	-166	-3,617

## 5. Utilización de Fuentes primarias.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (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
Diésel (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
Gas Natural (Miles m3)	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
Agua Turbinada (Mm3)	3,493	2,888	4,212	4,695	5,785	6,044	5,118	3,447	3,328	2,735	3,056	2,562	47,364

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (m3)	140,007	196,586	182,896	217,436	204,348	183,665	183,428	196,242	180,835	111,546	99,003	84,106	1,980,098
Diésel (m3)	227	356	499	640	2,445	3,370	4,815	4,267	3,864	3,706	2,866	829	27,884
Gas Natural (Miles m3)	181,092	184,992	209,268	189,276	283,656	266,574	279,569	303,311	264,374	274,238	203,397	150,674	2,790,422
Agua Turbinada (Mm3)	3,279	3,375	3,614	3,549	3,914	3,435	3,722	2,990	2,409	2,033	2,659	2,951	37,929

Diferencia													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (m3)	-54,602	2,651	17,812	-60,465	-53,392	-78,866	-9,597	-63,849	-24,933	-39,910	-56,202	-57,012	-478,364
Diésel (m3)	-1,057	-984	-119	-2,126	-1,174	-1,303	767	-511	-447	-804	-269	-882	-8,910
Gas Natural (Miles m3)	-25,582	-12,125	-11,266	-49,912	24,409	-17,200	-47,269	47,864	32,104	99,813	44,326	-3,691	81,470
Agua Turbinada (Mm3)	-214	487	-598	-1,146	-1,871	-2,609	-1,396	-457	-920	-702	-397	389	-9,435

## 6. Participación de energías limpias en la generación anual.

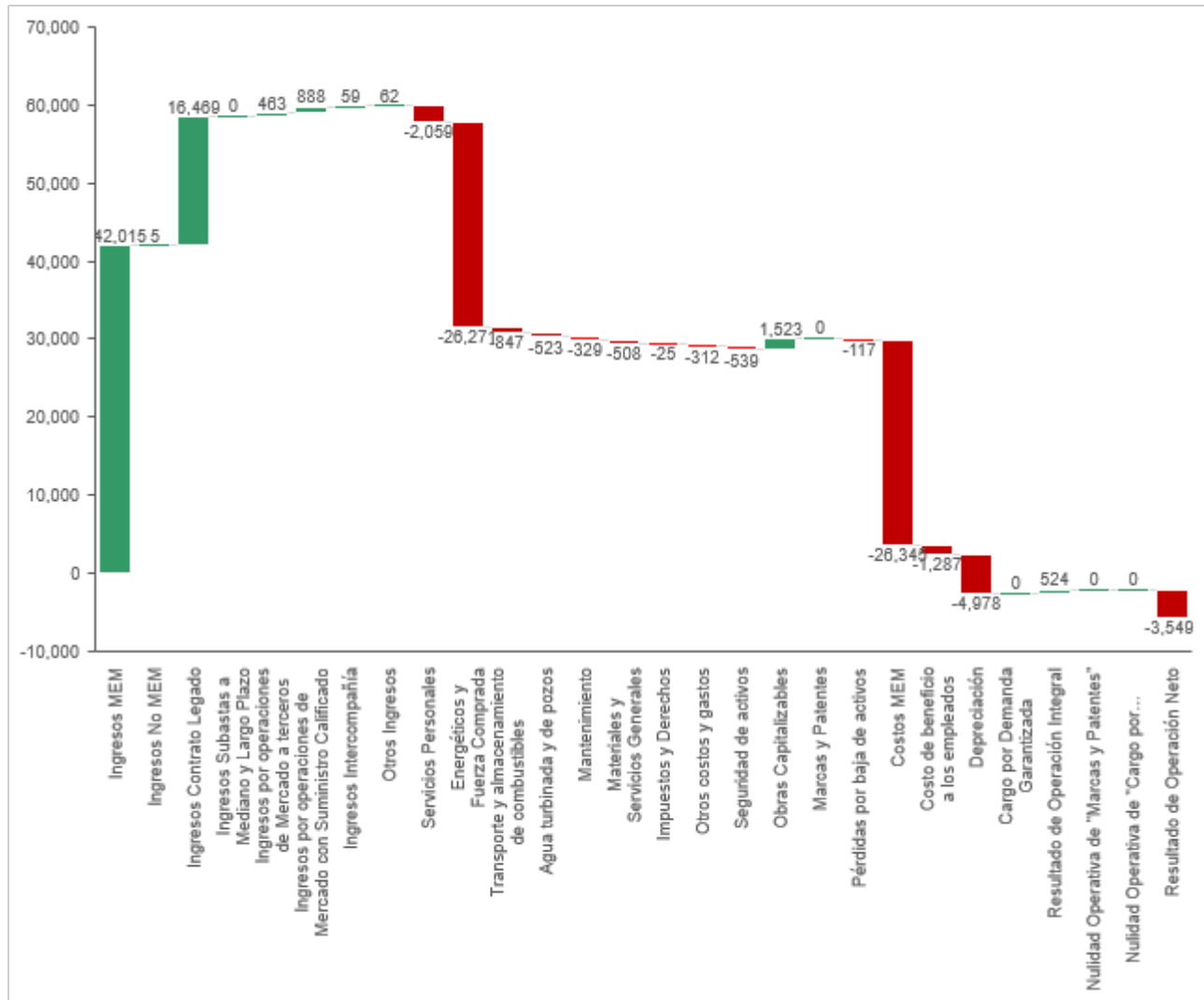
Para representar la participación de energías limpias se utiliza el indicador de Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables, siendo esta, la cantidad de energía generada sin emisión de gases de tipo invernadero (hídrica, geotérmica, eólica, foto voltaica y nuclear), referenciado a la energía neta generada, expresada en porcentaje.

En el caso de CFE Generación I, cuenta con Energía Limpia del Proceso Hidroeléctrico, obteniendo un logro de 6,761 Gwh que equivale al 27.40% promedio anual del total de energía generada para el año 2019.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	35.83	31.64	29.93	27.58	26.20	26.94	27.28	22.96	21.46	17.81	26.34	38.81	27.40

## 7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Gráfica de Operaciones en el MEM



## 8. Tablero de principales indicadores financieros<sup>11</sup>.

Ind	2018												Anual
	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
RO	-922	-417	-1,256	-856	216	-397	942	32	-407	-1,021	-142	326	-3,902
Ingresos	2,658	3,021	2,753	4,743	4,110	5,494	4,916	3,958	3,763	2,035	2,828	2,396	42,675
Costos y Gastos	3,580	3,438	4,009	5,598	3,894	5,890	3,974	3,926	4,170	3,056	2,970	2,070	46,576

<sup>11</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	425	-965	406	-1,014	1,461	-881	-1,368	269	-676	-82	-1,491	366	-3,549
Ingresos	3,389	2,839	3,442	2,305	5,291	2,533	2,725	3,745	2,960	2,444	1,571	1,724	34,967
Costos y Gastos	2,964	3,804	3,036	3,318	3,830	3,414	4,093	3,476	3,636	2,526	3,062	1,357	38,516

Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	1,347	-548	1,662	-158	1,245	-484	-2,310	237	-270	939	-1,348	40	353
Ingresos	731	-182	689	-2,438	1,181	-2,960	-2,191	-213	-804	409	-1,257	-673	-7,708
Costos y Gastos	-616	366	-973	-2,280	-64	-2,476	119	-450	-534	-530	91	-713	-8,060

La diferencia que se presenta en los ingresos entre 2018 y 2019 se debió principalmente a la disminución de la demanda de energía eléctrica en el tercer y cuarto trimestre de 2019 (3,617,315 MWh menos); así como al incremento en la facturación de servicios intercompañía, destacando los servicios prestados por la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Noroeste, a las filiales de Transmisión y Distribución. Por otro lado, los montos de los costos de energéticos, agua turbinada y otros combustibles, fueron menores por disminución de la demanda de energía eléctrica.

## 9. Tablero de principales indicadores operativos.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804	6,804
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	2,156	2,034	2,220	2,785	2,973	3,120	2,846	2,620	2,378	1,836	1,739	1,585	28,291
Régimen Térmico Neto (UI) (kJ/kWhb)	10,402	10,217	10,221	10,471	10,414	10,477	10,540	10,459	10,557	10,865	10,659	10,641	10,479
Factor de Planta (%)	42.38	44.29	43.61	56.54	58.22	63.22	55.94	51.57	48.36	36.15	35.42	31.30	47.24
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	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
Indisponibilidad por Falla (%)	2.07	7.49	5.37	4.24	2.41	1.32	3.06	3.60	3.66	6.66	5.86	6.79	4.36
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.13	4.40	5.96	2.50	2.05	4.85	5.71	5.73	5.24	3.79	4.56	2.79	4.06
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	1	5	7	8	7	1	0	5	7	4	4	9	58
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	42	359	507	279	710	42	0	490	348	115	544	1,176	4,613
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA



2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	6,795	6,795	6,795	6,814	6,814	6,803	6,809	6,814	6,845	6,822	6,824	6,827	6,827
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	1,841	2,079	2,164	2,192	2,492	2,261	2,365	2,438	2,124	1,765	1,535	1,419	24,674
Régimen Térmico Neto (UI) (kJ/kWhb)	10,652	10,614	10,217	10,213	10,490	10,800	10,719	10,547	10,574	10,387	10,464	10,559	10,521
Factor de Planta (%)	36.14	45.17	42.36	44.36	48.92	46.04	46.55	48.00	43.28	34.84	31.28	27.87	41.20
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	35.83	31.64	29.93	27.58	26.20	26.94	27.28	22.96	21.46	17.81	26.34	38.81	27.40
Indisponibilidad por Falla (%)	11.78	5.64	4.47	6.55	7.78	8.25	5.98	2.17	1.95	4.46	1.64	2.40	5.26
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.35	1.44	1.05	1.30	1.75	5.30	3.19	3.87	3.87	4.30	2.08	2.42	2.66
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	2	13	14	10	10	8	8	8	6	5	15	16	115
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	64	944	1,106	332	588	38	45	56	380	32	343	1,016	4,944
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	0	131	94	135	236	42	25	24	53	45	115	496	1,395

Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	-8.97	-8.97	-8.97	10.03	10.03	-0.97	5.03	10.03	41.03	18.03	20.03	23.03	23.03
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	-315	44	-56	-593	-481	-859	-481	-182	-254	-71	-204	-166	-3,617
Régimen Térmico Neto (UI) (kJ/kWhb)	250	397	-5	-257	77	323	180	88	16	-478	-194	-82	41
Factor de Planta (%)	-6.24	0.88	-1.25	-12.18	-9.30	-17.18	-9.39	-3.57	-5.09	-1.31	-4.14	-3.44	-6.03
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	6.86	6.10	-3.34	-1.60	-7.09	-6.34	-4.55	-1.80	-9.00	-17.33	-6.36	8.09	-3.36
Indisponibilidad por Falla (%)	9.71	-1.85	-0.89	2.31	5.37	6.92	2.92	-1.44	-1.71	-2.19	-4.22	-4.39	0.90
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.23	-2.97	-4.91	-1.20	-0.30	0.45	-2.52	-1.87	-1.37	0.51	-2.48	-0.37	-1.39
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	1	8	7	2	3	7	8	3	-1	1	11	7	57
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	22	585	599	53	-122	-4	45	-434	32	-83	-201	-160	331
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)*	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

\*Indicador incorporado a partir del 2019.

Durante 2019, la EPS CFE Generación I enfocó el presupuesto asignado a la mitigación del impacto de la degradación y rezago acumulado en el mantenimiento de sus unidades generadoras presentes al cierre del 2018, que con gran impacto afectaba la disponibilidad y confiabilidad del parque de generación, por lo que se enfocaron los esfuerzos en la recuperación de los decrementos de la capacidad instalada y la indisponibilidad por falla; logrando así, una recuperación de capacidad de 391 MW. Sin embargo, es necesario continuar con la ejecución de acciones de mejora y aplicación eficiente de recursos, que permitan reflejar mejores valores en el resultado de indicadores.

Durante 2019 se presentaron eventos que impactaron en la generación neta de energía eléctrica, factor de planta, indisponibilidad por falla e indisponibilidad por decremento, resaltando con mayor impacto los eventos siguientes:

1. C.T. Francisco Pérez Ríos por la falla presentada desde el 2018 de la Turbina de Vapor en la unidad 5, que fue corregida en agosto 2019.
2. C.T. Villa de Reyes presentó decremento de su capacidad por deterioro de los sistemas de aire y combustión de la caldera.
3. C.C.I. Baja California Sur I, por la falla en el amortiguador de vibraciones axiales del cigüeñal del motor principal de la unidad 4, que fue corregida en noviembre 2019; así mismo, un decremento en sus unidades U1, U2, U3 y U5 al superar las horas de operación, derivado que a solicitud de CENACE fueron cancelados o reprogramados mantenimientos por confiabilidad del Sistema.
4. C.T. Salamanca debido al mantenimiento extendido en 28 días en la Unidad 3 por retraso en la entrega de refaccionamiento de caldera y restricción de combustible en ambas unidades

### 10. Principales proyectos de infraestructura 2019

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
<b>Proyectos Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura en Proceso</b>		
Proyecto 264 Ciclo Combinado Centro I	580	Incrementar la capacidad y generación de CFE, se tiene una capacidad garantizada de 656 MW y 59% de eficiencia neta.
<b>Proyecto de inversión de CFE Generación I en Proceso</b>		
Rehabilitación U 1 y U2 de la Central Turbogas Nonoalco	62	Mejorar la eficiencia térmica y capacidad de CFE, se tiene una capacidad garantizada de 74 MW y 30% de eficiencia neta.
<b>Total</b>	<b>642</b>	

### 11. Principales mantenimientos a Unidades Generadoras.

Central	Unidad	Monto de Inversión (MM\$)	Objetivo
Región de Generación Valle de México	14 centrales turbogás	1,240	Recuperación de eficiencia y mejorar confiabilidad operativa, las actividades principales que se realizaron fueron reemplazo de partes de cámara de combustión, inspección, reemplazo y/o reparación de turbina de gas, compresor axial, auxiliares de turbina y generador eléctrico, mantenimiento a compresores de gas, lavado de compresor, cambio de filtros y mantenimiento al equipo auxiliar de la turbina de gas; así como actualización de sistema de control.
C.T. Francisco Pérez Ríos	1, 2, 3 y 5	334	Recuperación confiabilidad operativa, flexibilidad operativa, disponibilidad y eficiencia térmica, las actividades principales que se realizaron fueron mantenimiento a la turbina de alta, intermedia y baja presión, generador eléctrico, mantenimiento de válvulas de turbina, generador de vapor y equipos auxiliares.

Central	Unidad	Monto de Inversión (MM\$)	Objetivo
C.C.C. El Sauz	4, 5, 6, 7 y 8	231	Recuperación confiabilidad operativa, flexibilidad operativa, disponibilidad y eficiencia térmica, las actividades principales que se realizaron fueron reemplazo y/o reparación de ruedas (móviles y fijas) de la turbina de vapor y mantenimiento al generador eléctrico, inspección de partes calientes, inspección boroscópica de compresor axial y reemplazo de partes de cámara de combustión.
C.C.I. Baja California Sur	1, 2, 3, 4 y 5	135	Recuperación de capacidad de generación, confiabilidad operativa y disponibilidad, las actividades principales que se realizaron fueron mantenimiento al turbo cargador y cámara de barrido.
C.T. Salamanca	3 y 4	81	Recuperación de confiabilidad operativa, flexibilidad operativa, eficiencia térmica y disponibilidad, las actividades principales que se realizaron fueron mantenimiento al generador de vapor para revisión preventiva de bobinas.
C.T. Villa De Reyes	1 y 2	62	Recuperación de confiabilidad operativa, flexibilidad operativa, eficiencia térmica y disponibilidad, las actividades principales que se realizaron fueron mantenimiento a la turbina de alta, intermedia y baja presión.
C.H. Malpaso	1 y 4	42	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico y transformadores de potencia.
C.H. Ángel Albino Corzo	2 y 4	16	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron corrección de vibraciones de unidad 4 y mantenimiento en ambas unidades de generador y turbina.
C.H. Humaya	1 y 2	9	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico y calibración de protecciones.
C.H. Prof. Raúl Jaime Marsal Córdoba	2 y 1	9	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico y calibración de protecciones.
C.H. Luis Donaldo Colosio Murrieta	2	4	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento sellos de turbina y alabes, generador eléctrico y calibración de protección.
C.H. Gral. Salvador Alvarado	1	4	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico y calibración de protecciones.
C.H. Fernando Hiriart Balderrama	1 y 2	3	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron inspección de enfriadores de chumacera y rodete de turbina.
C.H. Boquilla	1 y 3	3	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones y mantenimiento de servicios propios.
C.H. 27 de Septiembre	2	3	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, prueba de transformador y calibración de protecciones.
C.H. Bacurato	2	2	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico y calibración de protecciones.
C.H. Oviachic	2	1	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones y multimedidores de energía.
C.H. Electroquímica	1	1	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones y limpieza de enfriadores.
C.H. Camilo Arriaga	1 y 2	0.5	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones y limpieza de enfriadores.
C.H. Mocúzari	1	0.5	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones, multimedidores de energía, así como la instalación de tableros de control y protecciones.
C.H. Micos	2 y 3	0.3	Mantener la confiabilidad de la unidad generadora, las actividades principales fueron mantenimiento a turbina, generador eléctrico, calibración de protecciones y limpieza de enfriadores.

Durante el 2019, los recursos aplicados al mantenimiento de unidades generadoras tuvieron como objetivo detener el deterioro y recuperación de la infraestructura de las centrales de generación, el beneficio en los indicadores se verá reflejado en el mediano plazo, cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones de operación.

## 12. Actividades del Consejo de Administración.

Durante el 2019 se llevaron a cabo tres sesiones del Consejo de Administración de la CFE Generación I, la octava extraordinaria, el 04 de junio con 18 acuerdos, la novena ordinaria, el 06 de noviembre con 17 acuerdos y la décima ordinaria, el 03 de diciembre con 2 acuerdos.

## 13. Fotos de la infraestructura



Imagen 1: Central Ciclo Combinado El Sauz





Imagen 2: Central Hidroeléctrica Fernando Hiriart Balderrama (Zimapan)



Imagen 3: Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos



Imagen 4: Central Hidroeléctrica 27 de septiembre (El Fuerte)



Imagen 5: Central Hidroeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles "El Novillo"

# CFE GENERACIÓN II

## 1. Objetivos de la EPS

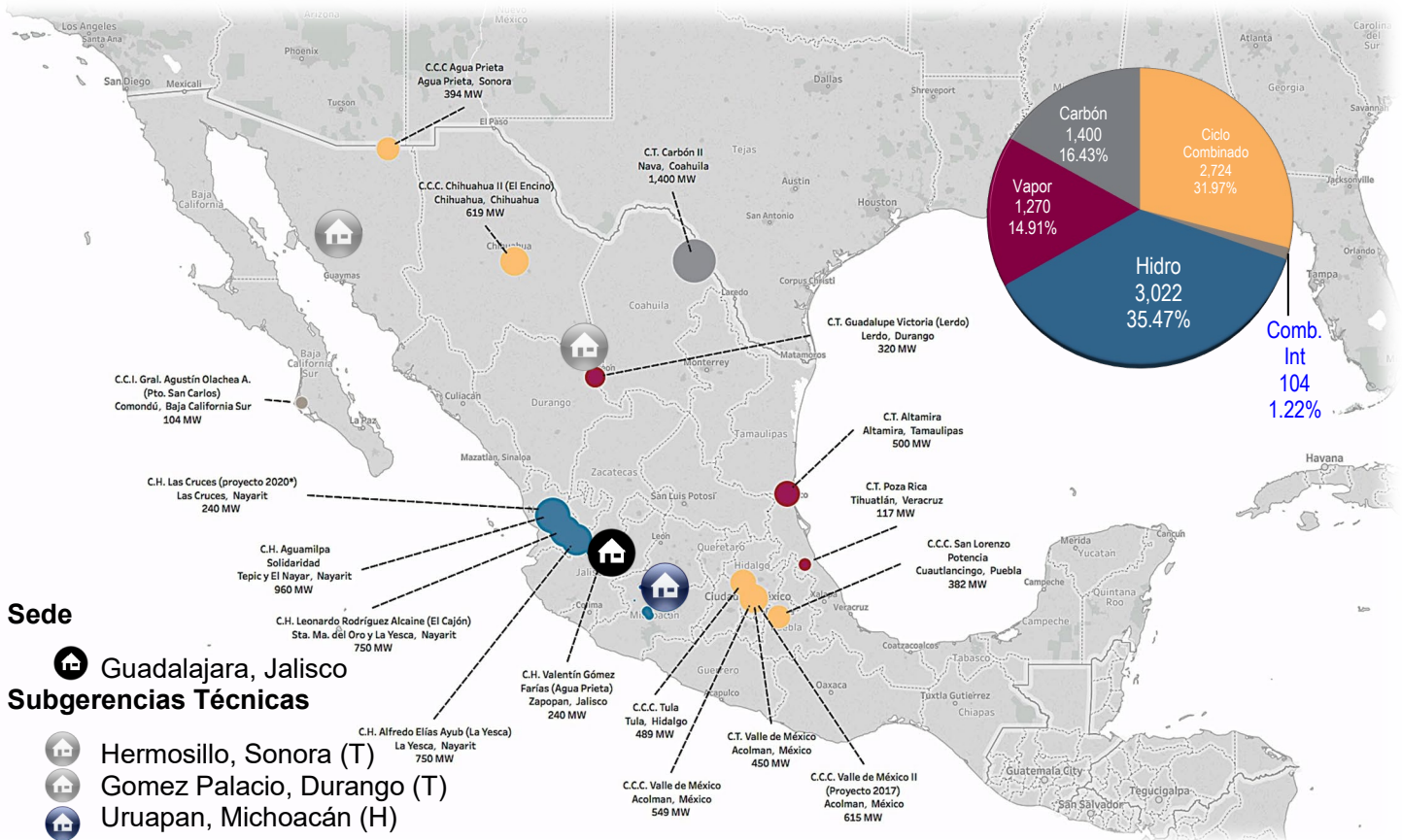
- Recuperación y optimización del parque de generación mediante la correcta aplicación de los recursos
- Crear valor económico para la nación, cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva el Estado.
- Optimizar los activos de generación, mediante la correcta administración del portafolio de centrales eléctricas asignadas.
- Mantener la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, maximizando sus márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.
- Lograr resultados positivos que permita generar los recursos necesarios para la operación de esta empresa.
- Participación y cumplimiento al Contrato Legado para disminuir el riesgo por el incumplimiento de compromisos adquiridos en el Mercado.
- Mejorar la viabilidad financiera de los mantenimientos, mediante procesos de licitación con contratos, que permitan obtener los mejores precios, servicios y términos para la Empresa.
- Garantizar ingresos para las centrales que estén fuera del Contrato Legado, comercializando la energía, potencia y CELs disponibles, mediante contratos bilaterales.

## 2. Resumen ejecutivo

En el 2019, se llevaron a cabo importantes actividades para la recuperación de capacidad de la EPS, entre los principales, se encuentran los siguientes:

- Se alcanzó el punto de equilibrio financiero al cierre del 2019, fincando las bases para que el extenso programa de mantenimientos ejercidos, se refleje en mayor confiabilidad operativa y rendimientos financieros en años futuros.
- Durante el 2019 se logró mantener en operación aceptable y con una proyección a la mejora, a cuatro de cinco centrales generadoras anteriormente programadas para cierre contribuyendo al rescate de la CFE.
- La aplicación eficiente de los recursos asignados a esta EPS II, en un programa de mantenimiento efectivo y de alto impacto, que permitirá recuperar capacidad y confiabilidad de las unidades generadoras revirtiendo la tendencia de falta de mantenimiento y posible cierre de centrales.
- El 7 de marzo del 2019 se puso en servicio el ciclo combinado, con capacidad neta de 377 MW que desde el 16 de noviembre del 2018 se encontraba indisponible, derivado de retrasos en el mantenimiento.
- El 17 de mayo del 2019 se firmó el contrato de interconexión con el CENAGAS, lo que permitió el flujo de gas para el inicio de pruebas del proyecto RM 298 CC Valle de México II.
- Derivado de reuniones de conciliación con la CRE, ésta aceptó el pago de garantía de suficiencia de ingresos por el reconocimiento del combustóleo como combustible primario para la generación.
- El 02 de abril del 2019, se firmó contrato de suministro por 165,000 toneladas de carbón, obteniendo una reducción del 22% en el precio unitario del combustible.

### 3. Escenario tecnológico 2019





Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Bruta Efectiva (MW)
Vapor	Gas Natural /Combustóleo	3	7	1,270
Carboeléctrica	Carbón	1	4	1,400
Ciclo Combinado	Gas Natural	6	26	2,706
Hidroeléctrico	Agua	18	40	3,022
Combustión Interna	Combustóleo/Diésel	1	3	104
Turbogás (U. Móvil)	Gas	0	1	18
<b>Total</b>		<b>29</b>	<b>81</b>	<b>8,520</b>

#### 4. Generación bruta y neta por tecnología y por mes.

Generación Bruta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
C. Combinado	1,165	1,172	1,217	1,089	1,243	1,244	1,461	1,328	1,398	1,365	1,085	929	14,696
Vapor	179	365	378	407	408	282	469	378	524	180	188	160	3,918
Hidroeléctrico	167	158	162	180	654	818	766	732	925	1,253	453	227	6,495
Carbón	533	487	546	555	455	471	553	595	587	492	343	221	5,839
Turbogás	-	-	-	4	6	2	12	8	12	13	11	10	79
Combustión Interna	54	45	48	48	57	57	66	67	58	53	44	37	634
Total EPS	2,098	2,227	2,351	2,284	2,823	2,874	3,328	3,108	3,506	3,355	2,124	1,584	31,661

Generación Bruta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
C. Combinado	962	951	992	1,244	1,337	1,455	1,582	1,578	1,381	1,196	1,115	1,271	15,061
Vapor	120	191	164	122	130	419	322	287	220	305	177	133	2,589
Hidroeléctrico	188	303	436	621	566	876	479	478	322	203	188	158	4,818
Carbón	43	264	267	243	354	356	474	412	342	143	222	227	3,347
Turbogás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	33	28	27	39	34	53	56	60	54	50	39	36	509
Total EPS	1,346	1,736	1,884	2,269	2,420	3,159	2,912	2,814	2,319	1,897	1,742	1,824	26,325

Diferencia Generación Bruta (GWh)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
C. Combinado	-203	-221	-225	155	94	211	121	250	-17	-169	30	342	365
Vapor	-59	-174	-214	-285	-278	137	-147	-91	-304	125	-11	-27	-1,329
Hidroeléctrico	21	145	274	441	-88	58	-287	-254	-603	-1,050	-265	-69	-1,677
Carbón	-490	-223	-279	-312	-101	-115	-79	-183	-245	-349	-121	6	-2,492
Turbogás	0	0	0	-4	-6	-2	-12	-8	-12	-13	-11	-10	-79
Combustión Interna	-21	-17	-21	-9	-23	-4	-10	-7	-4	-3	-5	-1	-125
Total EPS	-752	-491	-467	-15	-403	285	-416	-294	-1,187	-1,458	-382	240	-5,336

Generación Neta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,137	1,144	1,187	1,061	1,209	1,211	1,422	1,291	1,362	1,328	1,058	907	14,317
Vapor	162	333	346	373	371	253	430	344	480	163	171	149	3,575
Hidroeléctrico	164	155	160	177	649	811	760	726	920	1,245	448	224	6,440
Carbón	493	454	507	515	423	433	509	551	542	453	316	202	5,398
Turbogás	-	-	-	4	6	2	12	8	12	13	11	10	78
Combustión Interna	52	43	46	47	55	55	64	64	56	51	42	36	611
Total EPS	2,007	2,129	2,246	2,177	2,714	2,766	3,197	2,984	3,373	3,253	2,047	1,528	30,420

Generación Neta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	938	925	964	1,209	1,299	1,414	1,537	1,534	1,343	1,160	1,092	1,240	14,656
Vapor	111	174	150	112	121	385	294	264	203	282	162	122	2,378
Hidroeléctrico	186	300	432	617	560	869	474	472	318	200	185	156	4,769
Carbón	39	244	247	226	330	327	437	380	315	131	204	212	3,094
Turbogás	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Combustión Interna	32	27	26	38	32	51	54	58	52	48	38	34	489
Total EPS	1,306	1,669	1,819	2,202	2,342	3,046	2,795	2,709	2,231	1,821	1,681	1,765	25,386

Diferencia Generación Neta (GWh)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-199	-219	-223	148	90	203	115	243	-19	-168	34	333	339
Vapor	-51	-159	-196	-261	-250	132	-136	-80	-277	119	-9	-27	-1,197
Hidroeléctrico	22	145	272	440	-89	58	-286	-254	-602	-1,045	-263	-68	-1,671
Carbón	-454	-210	-260	-289	-93	-106	-72	-171	-227	-322	-112	10	-2,304
Turbogás	0	0	0	-4	-6	-2	-12	-8	-12	-13	-11	-10	-78
Combustión Interna	-20	-16	-20	-9	-23	-4	-10	-6	-4	-3	-4	-2	-122
Total EPS	-701	-460	-427	25	-372	280	-402	-275	-1,142	-1,432	-366	237	-5,034

## 5. Utilización de Fuentes primarias.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (KJoul)	27,882	48,547	44,367	63,108	85,417	77,666	77,880	84,922	74,612	19,132	9,745	7,187	620,467
Diésel (KJoul)	2,820	1,926	2,749	3,074	1,747	2,616	2,512	2,276	5,683	4,681	5,145	2,146	37,375
Gas Natural (KJoul)	298,624	326,837	340,253	299,612	317,813	273,447	393,392	321,971	394,507	337,080	248,366	208,283	3,760,186
Carbón (KJoul)	299,175	272,756	321,015	322,697	271,990	282,927	335,671	346,385	344,645	288,826	200,841	132,124	3,419,053
Agua Turbinada (Mm3)	380	373	358	443	1,742	2,156	2,094	2,011	2,455	3,206	1,140	523	16,879

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (KJoul)	6,556	43,164	36,960	29,754	39,960	82,722	69,584	65,333	25,508	11,282	7,993	11,250	430,066
Diésel (KJoul)	429	1,443	1,413	1,014	2,913	5,092	1,712	2,245	2,109	2,598	1,168	1,243	23,380
Gas Natural (KJoul)	237,614	217,214	223,007	278,785	284,664	356,767	361,910	357,432	345,131	347,533	305,135	322,196	3,637,388
Carbón (KJoul)	27,074	155,945	156,423	137,056	199,709	210,541	280,847	241,176	199,653	81,034	127,756	127,334	1,944,548
Agua Turbinada (Mm3)	445	718	1,022	1,515	1,425	2,329	1,335	1,368	843	504	496	349	12,350

Diferencia													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (KJoul)	-21,326	-5,383	-7,408	-33,354	-45,457	5,056	-8,296	-19,589	-49,104	-7,849	-1,753	4,062	-190,401
Diésel (KJoul)	-2,391	-483	-1,336	-2,060	1,167	2,476	-799	-31	-3,574	-2,083	-3,977	-904	-13,996
Gas Natural (KJoul)	-61,010	-109,623	-117,246	-20,827	-33,149	83,320	-31,482	35,461	-49,376	10,453	56,769	113,913	-122,798
Carbón (KJoul)	-272,101	-116,811	-164,592	-185,641	-72,281	-72,386	-54,824	-105,209	-144,993	-207,792	-73,085	-4,790	-1,474,505
Agua Turbinada (Mm3)	66	345	663	1,073	-318	173	-758	-642	-1,612	-2,702	-643	-174	-4,529

## 6. Participación de energías limpias en la generación anual.

Para representar la participación de energías limpias se utiliza el indicador de Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables, siendo esta, la cantidad de energía generada sin emisión de gases de tipo invernadero (hídrica, geotérmica, eólica, foto voltaica y nuclear), referenciado a la energía neta generada, expresada en porcentaje.

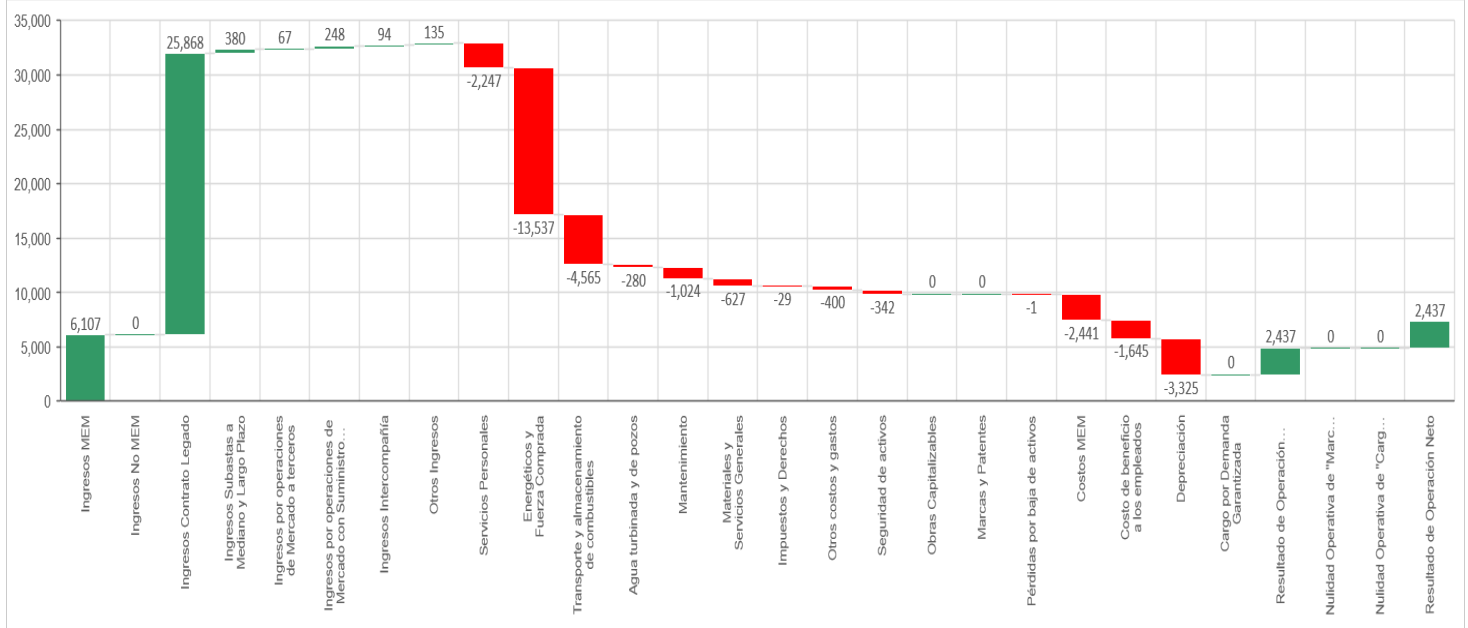
La CFE Generación II contribuyó al mercado de energía con de generación neta con tecnologías limpias, lo que equivale a un **18.8%** del total de la generación entregada por la CFE Generación II durante el 2019.

Cabe mencionar que la EPS de Generación II cuenta con el proceso de generación hidroeléctrica como energía limpia.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	14.2%	18.0%	23.7%	28.0%	23.9%	28.5%	17.0%	17.4%	14.3%	11.0%	11.0%	8.8%	18.8%

## 7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Gráfica de Operaciones en el MEM



## 8. Tablero de principales indicadores financieros<sup>12</sup>.

- Resultado de Operación (RO)
- Ingresos
- Costos y Gastos

\*\* Información preliminar no dictaminada

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	203	365	-1,146	-900	-796	-118	135	1,274	637	809	185	1,016	1,016
Ingresos	3,373	6,298	9,097	11,894	15,418	18,950	22,944	26,989	31,079	34,442	36,893	37,526	37,526
Costos y Gastos	3,170	5,933	10,243	12,794	16,214	19,068	22,809	25,716	30,442	33,634	36,708	36,510	36,510

2019**													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	221	-73	-1,085	-725	-368	34,718	-697	-85	668	460	-593	2,437	2,437
Ingresos	1,727	4,122	6,007	8,545	11,477	49,340	18,000	21,580	25,049	27,629	29,973	32,900	32,900
Costos y Gastos	1,506	4,195	7,093	9,270	11,845	14,621	18,697	21,665	24,381	27,169	30,567	30,463	30,463

Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	19	-438	61	175	427	34,837	-832	-1,358	31	-349	-778	1,421	1,421
Ingresos	-1,645	-2,175	-3,090	-3,348	-3,941	30,390	-4,944	-5,410	-6,030	-6,813	-6,920	-4,626	-4,626
Costos y Gastos	-1,664	-1,737	-3,150	-3,524	-4,369	-4,447	-4,112	-4,051	-6,061	-6,464	-6,142	-6,047	-6,047

RO= Resultado de Operación

<sup>12</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

### 9. Tablero de principales indicadores operativos.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)*	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161	8,161
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	2,007	2,129	2,246	2,177	2,714	2,766	3,197	2,984	3,373	3,213	1,865	1,528	30,420
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal/kWh)	9,693	9,677	9,713	9,827	9,765	9,450	9,728	9,682	9,895	9,517	9,448	9,339	9,668
Factor de Planta (%)	33	39	37	37	45	47	53	49	57	52	32	22	42
Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	8	7	7	8	24	29	24	24	27	39	24	17	21
Indisponibilidad por Falla (%)	4	6	7	7	9	8	8	7	5	9	9	15	8
Indisponibilidad por Decremento (%)	1	2	3	4	4	4	4	4	3	3	4	1	3
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	0	0	4	5	8	6	1	2	0	6	10	5	47
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	0	0	173	640	998	15	30	190	0	273	986	1002	4,307
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

\*Cambio de metodología para el cálculo de este indicador instruido por la SNnR

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237	8,237
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,306	1,669	1,819	2,202	2,342	3,046	2,795	2,709	2,231	1,821	1,681	1,765	25,386
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal/KWh)	8,637	9,228	9,151	8,960	9,011	9,571	9,361	9,255	9,193	9,242	9,343	9,208	9,210
Factor de Planta (%)	21	30	30	37	38	52	46	44	38	30	28	29	35
Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	14	18	24	28	24	29	17	17	14	11	11	9	19
Indisponibilidad por Falla (%)	11	10	7	6	5	5	4	9	11	8	8	8	8
Indisponibilidad por Decremento (%)	0	5	4	2	2	3	3	3	3	3	1	1	2
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm.)	5	4	15	6	10	6	6	2	0	6	14	10	84
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	799	795	1,632	531	808	444	15	356	0	53	963	952	7,348
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	157,421	9,538	0	80,802	342,137	24,938	2,127	1,607	0	307	0	8,751	627,628*

\*Corresponde al ENOG por mantenimiento extendido que afectó a la falla conforme al acuerdo para la reclasificación de la ENOG entre la SNnR y la EPS II firmada el 28 de enero del 2020.

Diferencia													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	108	117	121	142	73	62	77	80	65	-3	52	-111	76
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-701	-460	-427	25	-372	281	-402	-276	-1,142	-1,392	-183	237	-5,035
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal/KWh)	-1056	-449	-562	-867	-754	121	-368	-427	-701	-275	-106	-131	-458
Factor de Planta (%)	-12	-9	-7	0	-6	5	-7	-5	-20	-23	-3	7	-7
Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias y Renovables	6	11	17	20	0	-1	-7	-7	-13	-28	-13	-8	-3
Indisponibilidad por Falla (%)	8	4	0	-1	-4	-2	-4	2	6	-1	-1	-7	0
Indisponibilidad por Decremento (%)	0	3	1	-2	-2	-1	-1	-1	0	0	-3	0	-1
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm.)	5	4	11	1	2	0	5	0	0	0	4	5	37
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	799	795	1,459	-109	-190	429	-15	166	0	-220	-23	-50	3,041
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	157,421	9,538	0	80,802	342,137	24,938	2,127	1,607	0	307	0	8,751	627,628

Para el indicador generación neta, los eventos que impactaron principalmente fueron los siguientes:

- Restricciones de gas en la zona centro del país, durante el primer semestre del 2019.
- Despacho intermitente de las unidades generadoras, de la C.T. Carbón II y la C.C.C. Agua Prieta II.
- Menores aportaciones hídricas en la C.H. Zumpimito U4 y C.H. Jumatán U1.
- Reprogramación de la entrada en operación comercial, del Módulo I de la C.C.C. Tula y de la C.C.C. Valle de México II.
- Indisponibilidades de las unidades, de la C.T. Valle de México, C.T. Altamira y C.C.C. Tula.

Para el indicador indisponibilidad por falla, los eventos que impactaron principalmente fueron los siguientes:

- Falla en la turbina de potencia de la Unidad Móvil de Emergencia (UME) 05.
- C.T. Altamira por falla en el generador eléctrico de la Unidad 3.
- C.C.I. Gral. Agustín Olachea Avilés por falla en el motor de combustión interna.
- C.H. Cóbano por falla ocurrida en la unidad 1 en el generador eléctrico.
- CCC. San Lorenzo Potencia por falla en las unidades 3, 4 y 5.

Para el indicador ENOG por mantenimientos, los eventos que impactaron principalmente fueron los siguientes:

- C.T. Altamira unidad 3, por falla del generador eléctrico.
- C.T. Valle de México unidad 1 y unidad 2, falla en el turbogenerador.
- C.C.C. Valle de México unidad 4, por trabajos en cambio de casetas de filtros.

#### 10. Principales proyectos de infraestructura 2019

Durante el 2019 la EPS II no concluyó proyectos en construcción, modernización, rehabilitación o repotenciación.

#### 11. Principales mantenimientos a Unidades Generadoras.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CT Carbón II	1,595.11	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CT Guadalupe Victoria	645.93	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC Agua Prieta II	394.26	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC San Lorenzo Potencia	213.45	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CT Altamira	196.14	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC Poza Rica	169.28	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC Valle de México	155.05	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCI Gral. Agustín Olachea A.	137.22	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC Tula	109.67	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CH El Cóbano	79.7	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CCC Chihuahua II	40.9	Confiabilidad y recuperación de eficiencia



Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CT Valle de México	14.42	Confiabilidad y recuperación de eficiencia
CH Valentín Gómez Farías	8.5	Confiabilidad
CH El Cajón	6.89	Confiabilidad
CH Gral. Manuel M. Diéguez	5.44	Confiabilidad
CH Jumatán	4.29	Confiabilidad
CH Luis M. Rojas	3.87	Confiabilidad
CH San Pedro Porúas	3.72	Confiabilidad
CH Tirio	3.47	Confiabilidad
CH La Yesca	2.8	Confiabilidad
CH Itzícuaró	2.28	Confiabilidad
CH Zumpimito	2.18	Confiabilidad
CH Aguamilpa - S.	2.11	Confiabilidad
CH Cupatitzio	1.99	Confiabilidad
CH Botello	1.99	Confiabilidad
CH Colimilla	0.6	Confiabilidad
CH Platanal	0.13	Confiabilidad
CH Bartolinas	0	Confiabilidad
<b>Total</b>	<b>3,801.38</b>	

Durante el 2019, los recursos aplicados al mantenimiento de unidades generadoras tuvieron como objetivo detener el deterioro y recuperación de la infraestructura de las centrales de generación, el beneficio en los indicadores se verá reflejado en el mediano plazo, cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones de operación.

Como parte del Programa de Mantenimiento 2019, la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Norpacífico realizó 27 mantenimientos de los 31 programados, la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Centro Norte se llevaron a cabo 23 mantenimientos de 25 programados, y la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Balsas Santiago realizó 34 mantenimientos, siendo uno adicional a los 33 programados, optimizando los recursos financieros disponibles para mantener la confiabilidad de las Unidades de Central Eléctrica (UCE's).

Destacando los siguientes resultados en las centrales generadoras:

CCC Agua Prieta II con Campo Solar: Se recuperaron 17 MW en la potencia del paquete de ciclo combinado, derivado del mantenimiento a cámara de combustión y partes valientes de turbinas de gas de las UCE-1 y UCE-2, instalándose partes mejoradas en estos componentes. Se ejecutó, también, el mantenimiento anual a la turbina de vapor de la UCE-3.

CCC Poza Rica: Recuperación del decremento de 8 MW, por el mantenimiento mayor de la turbina de vapor de la UCE-3, ocasionado por desgaste mecánico, se repararon los sellos de vapor en

turbinas de alta, media y baja presión. Se realizó, también, mantenimiento a cámara de combustión y rehabilitación de Partes Calientes de la Turbina de Gas de la UCE-4, incrementando la confiabilidad de la máquina.

CT Carbón II: Durante el año 2019 se ejecutaron los siguientes proyectos como parte del programa de contratos plurianuales:

- Cambio de elementos a presión como bancos de Recalentadores Primario, Secundario, Terciario y paredes de agua de la Unidad 2, y para la Unidad 4 se cambió el economizador inferior, recalentadores cuarto y quinto y sobrecalentador terciario.
- Instalación del sistema de manejo en seco de ceniza de fondo, economizador y precalentadores de unidad 2 y en proceso de instalación en unidad 1.
- Cambio de tubos y espejos del condensador de unidades 3 y 4.
- En proceso de instalación del “Sistema integral automático de muestreo de carbón” para mejora de los controles de calidad y medición de la composición del carbón recibido en camión en la central.

CCC Chihuahua: Mantenimiento a cámara de combustión de la Turbina de Gas de la UCE-4 y mantenimiento anual a la turbina de la UCE-5, mejorando la confiabilidad del paquete II de ciclo combinado de esta central, recuperación por capacidad en 4 MW.

CCC San Lorenzo: Para recuperar la capacidad del paquete de ciclo combinado, decrementada por el siniestro en noviembre de 2018, se ejecutaron los siguientes mantenimientos:

- En la UCE-3 se intervinieron partes calientes, revisión boroscópica de compresor axial, mantenimiento a bombas de agua de alimentación, pruebas no destructivas a elementos del recuperador de calor, pruebas eléctricas a transformador principal y auxiliar.
- La UCE-4 inspección de combustión, así como al sistema de control, pruebas eléctricas a transformador principal y auxiliar, atención a equipos auxiliares, revisión y pruebas no destructivas en recuperador de calor.
- En la UCE-5 se llevó a cabo la revisión interna y pruebas del generador eléctrico, ajuste de la soportería de líneas de vapor, pruebas eléctricas a transformador auxiliar, revisión y mantenimiento a equipos auxiliares.

CCI Gral. Agustín Olachea Avilés: Los Mantenimientos Mayores a las UCE-1, UCE-2 y UCE-3, se realizaron con alcance limitado, por los largos tiempo de entrega del refaccionamiento requerido, enfocando los trabajos en mantener la capacidad y confiabilidad de las unidades, para apoyar en el período de mayor demanda (ventana de verano) al Sistema Eléctrico del Área de Baja California Sur.

CT Valle de México: Ejecución del mantenimiento menor de la UCE-4, como actividad principal se reemplazaron las chumaceras 4 y 5 del generador eléctrico de la UCE-4, para restablecer la condición dinámica. Se realizaron actividades de limpieza del generador de vapor, revisión de válvulas de control de turbina, mantenimiento a equipos auxiliares, y limpieza hidrodinámica de torre de enfriamiento y condensador.

En la UCE-5, 6 y 7 se realizó inspección boroscópica de turbina de gas, llevándose a cabo la inspección y limpieza de alabes de compresor axial, limpieza interna de cámaras de combustión, limpieza de filtros de aceite de lubricación y potencia, mantenimiento a toberas del sistema “fogging”, así como inspección y limpieza de recuperadores de calor.

CT Guadalupe Victoria: Ejecución del Proyecto de Combustión Dual de Generadores de Vapor en las UCE’s 1 y 2, consistiendo en cambio de quemadores y de cajas de aire con su instrumentación auxiliar, construcción del ramal de gas en el interior de la central, instalación de tubería del cuadro de regulación de gas, incluyendo filtros, transmisores de presión, transmisores de temperatura,

termómetros, manómetros, válvulas de control, válvulas de seguridad y adecuación del sistema de control T3000.

En ambas unidades se realizaron actividades de limpieza hidrodinámica del condensador, mantenimiento a ventiladores de tiro inducido y recirculador de gases, limpieza de pileta de torre de enfriamiento y cambio de persianas.

## 12. Actividades del Consejo de Administración.

Durante el 2019 se llevaron a cabo tres sesiones del Consejo de Administración de la CFE Generación II, la octava extraordinaria, el 04 de junio con 12 acuerdos, la novena ordinaria, el 21 de noviembre con 18 acuerdos y la décima ordinaria, el 03 de diciembre con 2 acuerdos.

## 13. Fotos de la infraestructura

Imagen 1: Central Ciclo Combinado Agua Prieta II



Imagen 2: Central Ciclo Combinado Poza Rica



Imagen 3: Central Ciclo Combinado San Lorenzo Potencia



Imagen 4: Central Ciclo Combinado Chihuahua II





Imagen 5 Central Hidroeléctrica Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)

# CFE GENERACIÓN III

## 1. Objetivo de la EPS

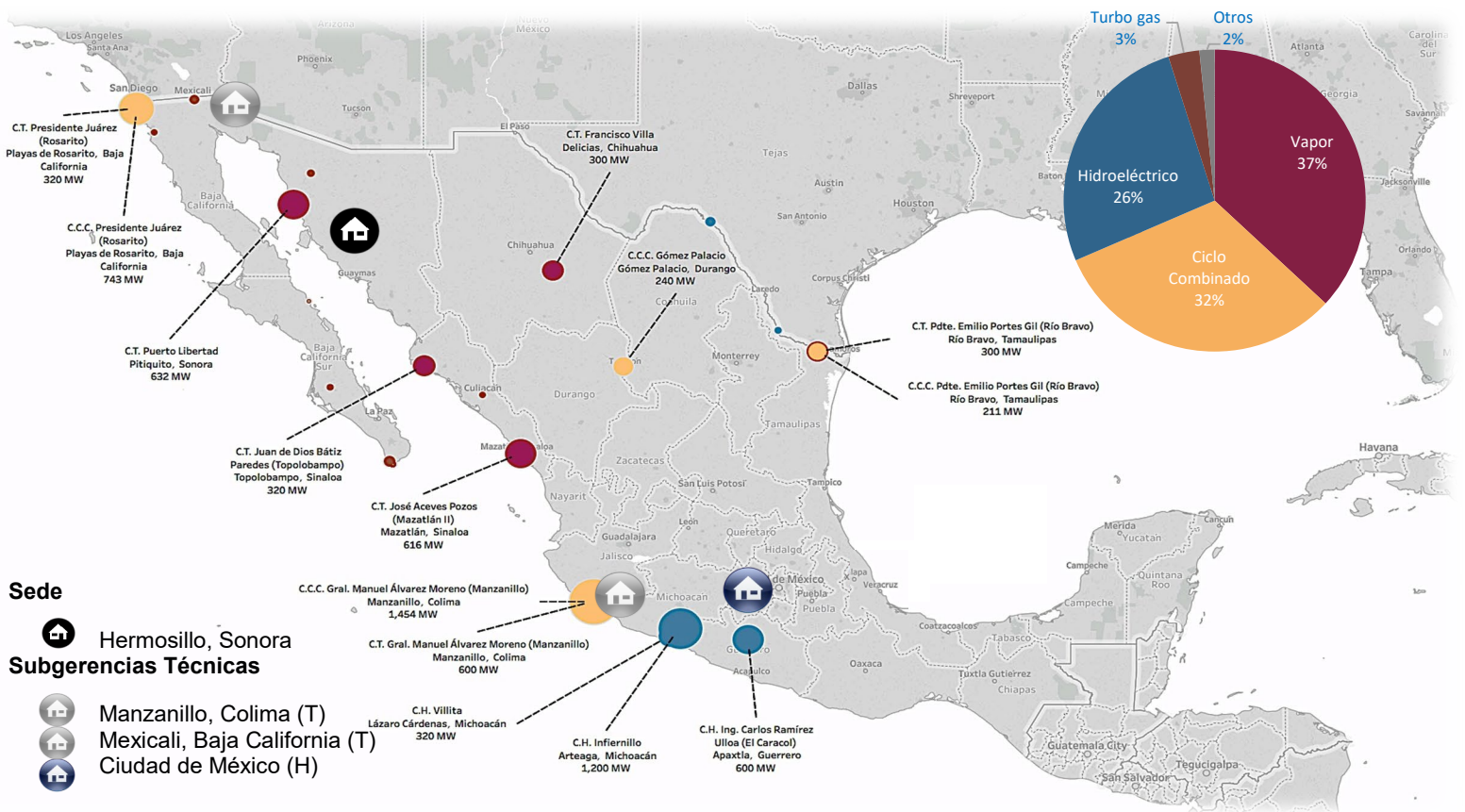
- Recuperar y optimizar los Activos de Generación, administrando correctamente los portafolios de las Centrales Eléctricas, considerando la optimización de los siguientes elementos clave: Capacidad, Inversión y Operación.
- Ser una Empresa Productiva Subsidiaria Rentable. Crear valor económico a la Nación cumpliendo el mandato de ser Empresa Productiva Subsidiaria, reduciendo los costos de operación.
- Generar energía eléctrica mediante cualquier tecnología en territorio nacional, así como realizar las actividades de comercialización a que se refiere el artículo 45 de la Ley de la Industria Eléctrica, excepto la prestación del Suministro Eléctrico. Asimismo, podrá representar total o parcialmente a las Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista que tenga a su cargo, incluyendo aquellas que sean propiedad de terceros. En todo caso, deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.
- CFE Generación III, actúa bajo principios de transparencia, honestidad, eficiencia, equidad y responsabilidad social para ser una empresa productiva y sustentable.
- Participar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Maximizar los márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.

## 2. Resumen ejecutivo

En el 2019, se llevaron a cabo importantes actividades para la recuperación de capacidad de la EPS, entre los principales, se encuentran los siguientes:

- CCC Presidente Juárez Unidad 9: se realizó la reparación de daños en Compresor Axial de la Turbina de Gas, estos trabajos trajeron como beneficio la recuperación de 230 MW de Capacidad Efectiva.
- CT Francisco Villa Unidad 5: se llevó a cabo la rehabilitación de Torre de Enfriamiento, trayendo consigo la recuperación de 150 MW de Capacidad Efectiva.
- Durante el período enero a diciembre de 2019, se ejercieron 1,218 MDP para llevar a cabo 111 proyectos de mantenimiento programados y modernización del parque de generación, lo que coadyuvará a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación, como resultado se recuperaron 960 MW de capacidad.
- Gestión del Suministro de Gas del 50% del requerimiento para la Central Ciclo Combinado Gómez Palacio, la cual estaba indisponible por falta de Gas Natural
- Recuperación de la Confiabilidad y Disponibilidad Operativa de la Unidad 2 de la Central Termoeléctrica Juan de Dios Batíz Paredes, la cual presentaba una problemática recurrente en la Turbina de Vapor

### 3. Escenario tecnológico 2019



Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Bruta Efectiva (MW)
Vapor	Gas Natural /Combustóleo	7	16	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	4	7.15
Unidades Móviles	Diésel	NA	10	127.3
Solar Fotovoltaica	Sol	1	1	1.0
<b>Total</b>		<b>24</b>	<b>78</b>	<b>8,368.08</b>



#### 4. Generación bruta y neta por tecnología y por mes

Generación Bruta (GWh) 2018													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,103	1,085	1,072	1,256	1,371	1,493	1,497	1,652	1,461	1,209	1,154	1,130	15,481
Vapor	376	418	671	829	1,030	1,351	1,273	1,500	1,226	1,016	786	555	11,030
Turbogas	3	1	1	5	19	46	39	55	48	21	14	4	255
Diésel	1	0	0	0	1	2	2	2	2	1	1	1	15
Hidroeléctrica	236	401	500	432	650	571	489	339	519	463	507	349	5,455
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	1,719	1,905	2,245	2,522	3,071	3,462	3,300	3,548	3,255	2,710	2,461	2,039	32,236

Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,299	1,317	1,143	1,236	1,289	1,479	1,472	1,557	1,346	1,242	708	1,119	15,209
Vapor	496	728	894	743	985	1,024	1,152	1,392	997	792	713	347	10,263
Turbogas	5	16	21	19	33	42	80	87	74	53	37	15	482
Diésel	1	1	1	1	2	2	3	3	3	3	1	0	21
Hidroeléctrica	351	313	367	527	593	262	394	338	360	367	349	251	4,472
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	2,153	2,376	2,426	2,527	2,901	2,810	3,101	3,376	2,779	2,457	1,808	1,733	30,447

Diferencia Generación Bruta (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	196	233	70	-19	-83	-13	-25	-95	-115	34	-445	-11	-272
Vapor	121	310	223	-86	-45	-327	-121	-108	-229	-224	-73	-208	-767
Turbogas	3	15	20	14	14	-3	40	32	26	32	23	12	227
Diésel	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	-1	6
Hidroeléctrica	115	-88	-133	96	-56	-309	-94	-1	-159	-96	-158	-98	-983
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	434	470	181	5	-169	-652	-199	-171	-476	-253	-653	-306	-1,789

En 2019, se generaron 1,789 GWh menos con respecto a 2018. El proceso con menor aportación fue el Hidroeléctrico, debido a la baja aportación de recurso Hidrológico a las cuencas del Rio Balsas, ésta diferencia representa el 55% del déficit en la Generación de la EPS.

Generación Neta (GWh) 2018													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,079	1,060	1,048	1,228	1,339	1,457	1,458	1,611	1,422	1,176	1,125	1,102	15,105
Vapor	343	387	620	773	966	1,266	1,187	1,405	1,143	944	727	512	10,273
Turbogas	3	1	1	5	18	45	39	54	47	21	14	4	251
Diésel	1	0	0	0	1	2	2	2	2	1	1	1	14
Hidroeléctrica	234	398	496	429	645	568	485	337	516	459	503	347	5,417
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	1,659	1,847	2,165	2,435	2,970	3,337	3,171	3,409	3,131	2,602	2,370	1,966	31,060

Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,267	1,286	1,115	1,210	1,260	1,445	1,438	1,520	1,312	1,215	691	1,092	14,851
Vapor	458	677	829	692	918	952	1,073	1,302	925	733	657	317	9,534
Turbogas	5	16	21	19	32	42	79	86	73	52	37	15	477
Diésel	1	1	1	1	1	2	2	3	3	3	1	0	20
Hidroeléctrica	348	311	364	524	590	261	392	336	357	365	347	249	4,443
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	2,080	2,290	2,331	2,445	2,802	2,702	2,985	3,246	2,670	2,368	1,733	1,674	29,325

Diferencia Generación Neta (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	189	225	67	-19	-79	-11	-20	-91	-111	38	-433	-10	-254
Vapor	115	290	209	-81	-47	-314	-114	-103	-218	-211	-70	-195	-739
Turbogas	3	15	20	14	14	-3	40	32	27	32	22	11	226
Diésel	0	0	1	1	1	0	0	1	0	1	0	-1	6
Hidroeléctrica	114	-87	-132	95	-56	-307	-93	-1	-159	-94	-156	-97	-974
Solar	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total EPS	421	444	165	10	-168	-635	-186	-163	-460	-234	-636	-292	-1,735

En 2019, se generaron 1,736 GWh menos con respecto a 2018. El proceso con menor aportación fue el Hidroeléctrico, debido a la baja aportación de recurso Hidrológico a las cuencas del Río Balsas, ésta diferencia representa el 56% del déficit en la Generación de la EPS.

## 5. Utilización de Fuentes primarias

2018													
Insumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (Gcal)	560,132	474,637	862,871	1,114,737	1,232,924	1,823,632	1,304,248	1,426,971	1,110,284	897,302	393,858	233,359	11,434,954
Diésel (Gcal)	15,601	8,229	9,408	25,382	77,358	181,932	170,393	227,844	204,829	216,846	58,740	19,003	1,215,565
Gas Natural (Tcal)	2,472	2,632	2,844	3,320	3,905	4,433	4,847	5,563	4,823	4,075	3,804	3,296	46,015
Agua Turbinada (Mm3)	1,219	2,118	2,785	2,527	3,785	3,323	2,896	1,853	2,524	2,290	2,576	1,781	29,676

2019													
Insumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (Gcal)	26,743	198,846	593,658	550,119	738,215	815,269	732,443	817,871	638,031	321,673	220,818	4,357	5,658,041
Diésel (Gcal)	28,386	79,165	94,519	78,121	121,130	163,804	298,794	335,347	285,810	204,062	141,945	57,640	1,888,721
Gas Natural (Tcal)	3,696	4,168	3,953	3,644	4,158	4,597	4,997	5,723	4,542	4,077	2,997	2,996	49,548
Agua Turbinada (Mm3)	1,893	1,643	1,989	3,053	3,608	1,405	2,240	1,842	1,970	1,743	1,725	1,296	24,408

Diferencia													
Insumo	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (Gcal)	-533,389	-275,791	-269,213	-564,619	-494,709	-1,008,363	-571,805	-609,100	-472,253	-575,630	-173,040	-229,002	-5,776,914
Diésel (Gcal)	12,784	70,936	85,111	52,739	43,771	-18,128	128,401	107,503	80,981	-12,785	83,205	38,638	673,156
Gas Natural (Tcal)	1,224	1,537	1,108	325	253	164	150	159	-281	1	-807	-300	3,533
Agua Turbinada (Mm3)	674	-474	-796	525	-177	-1,918	-656	-11	-553	-547	-851	-485	-5,268

Como se puede observar en el proceso Termoeléctrico, se disminuyó el consumo de combustóleo y se incrementó el consumo de Gas Natural, con respecto al año anterior, mientras que en el proceso Hidroeléctrico se dejó de turbinar un 18% de agua, debido a la baja aportación de recurso hidrológico a las cuencas del Río Balsas.

## 6. Participación de energías limpias en la Generación anual

Para representar la participación de energías limpias se utiliza el indicador de Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables, siendo esta, la cantidad de energía generada sin emisión de gases del tipo invernadero (hídrica, geotérmica, eólica, foto voltaica y nuclear), referenciado a la energía generada total, expresada en porcentaje.

La EPS cuenta con 5 Centrales Hidroeléctricas y 1 Central Fotovoltaica, aportando durante el periodo, el 15.16% de la Generación Neta total.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Fotovoltaica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hidroeléctrico	16.73	15.07	15.27	16.91	17.88	16.37	15.82	14.97	14.79	14.85	15.17	15.16	15.16

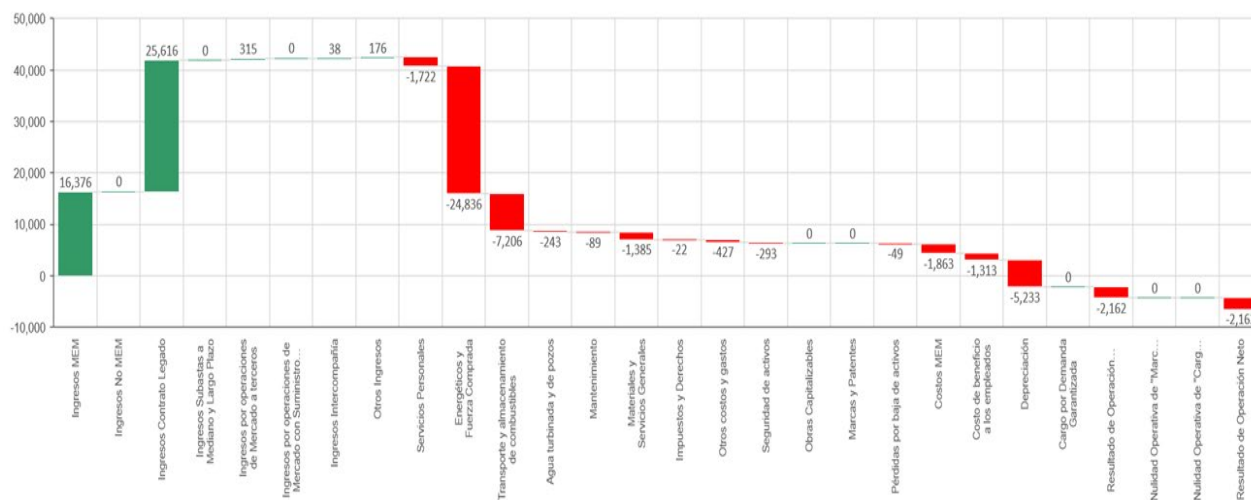
Las Centrales de Infiernillo, Villita y Carlos Ramírez Ulloa generaron el 96% del total de la Generación Neta de energías limpias de la EPS.

### 7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el periodo comprendido de enero a diciembre de 2019, se obtuvo un resultado de operación neto de (2,162 MDP). CFE Generación III, participo en las siguientes operaciones de mercado:

- Transacciones Bilaterales Financieras en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con: CFE Suministrador de Servicios Básicos 50,763 operaciones para un total de 26,957 GWh, con CFE Calificados 450 operaciones para un total 42 GWh y Otras Compañías 3,376 operaciones para un total de 503 GWh.
- Venta de energía en el MEM: En Mercado de Día en Adelanto (MDA): Se realizaron 20,937 ofertas para un total de 54,864 GWh y en Mercado en Tiempo Real (MTR): Se realizaron 1,847 ofertas para un total de 54,167 GWh.

Gráfica de Operaciones en el MEM



## 8. Tablero de principales indicadores financieros<sup>13</sup>

- Resultado de Operación (RO)
- Ingresos
- Costos y Gastos

2018													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-335	1,203	-1,386	9,682	-10,664	669	153	1,736	-1,377	623	-928	-560	-1,183
Ingresos	3,221	3,910	3,053	3,095	3,950	5,628	5,818	7,002	4,900	4,240	3,965	3,056	51,837
Costos y Gastos	3,556	2,707	4,439	-6,588	14,614	4,958	5,665	5,266	6,277	3,617	4,892	3,617	53,020

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-375	299	-1,165	-466	701	277	-964	242	-94	522	-1,148	8	-2,162
Ingresos	3,155	3,469	3,847	2,854	4,102	3,602	3,883	4,555	3,939	4,230	2,308	2,575	42,519
Costos y Gastos	3,530	3,170	5,012	3,319	3,401	3,325	4,847	4,312	4,033	3,708	3,456	2,567	44,681

Diferencias													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-41	-903	221	-10,148	11,366	-392	-1,117	-1,494	1,283	-101	-221	568	-979
Ingresos	-66	-441	794	-241	153	-2,026	-1,935	-2,447	-961	-10	-1,656	-481	-9,318
Costos y Gastos	-25	462	573	9,907	-11,213	-1,634	-818	-953	-2,244	92	-1,436	-1,050	-8,339

**Ingresos:** En 2019 se obtuvieron ingresos 18% menores con relación al ejercicio 2018, derivado de una generación neta 6% menor y a la baja en los precios marginales locales debido a una reducción promedio del 35% en los precios del gas natural y gas natural licuado.

**Costos y gastos:** Con relación a los costos de operación, en 2019 se tuvo una reducción de costos del 16% derivado igualmente de la reducción en los precios del gas natural y de una menor generación con combustóleo. No obstante, los costos fijos por transporte de combustibles y reserva de capacidad se incrementaron en un 31%.

**Resultados de Operación:** La mayor reducción de ingresos con relación a la reducción de costos y gastos de operación en 2019 provocó un resultado de operación menor en 979 MDP.

<sup>13</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

## 9. Tablero de principales indicadores operativos

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	7,968	7,968	7,968	7,968	7,968	7,968	7,968	7,988	7,988	7,988	7,988	7,988	7,988
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	2,080	2,290	2,331	2,445	2,802	2,702	2,985	3,246	2,670	2,368	1,733	1,674	29,326
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	9,069	9,403	9,883	9,311	9,496	9,562	9,733	9,892	9,896	9,624	10,149	8,988	9,608
Factor de Planta (%)	34.58	42.25	38.97	41.94	46.60	46.64	49.81	54.23	46.13	39.47	30.02	27.84	41.54
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	16.73	13.56	15.64	21.42	21.05	9.65	13.14	10.34	13.39	15.43	20.02	14.90	15.16
Indisponibilidad por Falla (%)	3.42	4.04	2.95	1.01	0.88	3.43	3.07	3.17	6.72	1.95	2.30	3.33	3.01
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.06	1.63	2.23	1.60	1.84	2.04	2.10	2.97	2.44	1.81	1.61	1.09	1.87
Número de Mantenimientos Concluidos (todos) (Núm.)	3	4	18	8	6	11	7	2	3	11	15	23	111
Capacidad Mantenida (Mantenimientos Definidos) (MW)	480	561	2,149	1,331	523	1,094	26	160	0	224	159	1,408	8,116
ENOG por mantenimiento extendido (MW)	0	0	60,505	115,200	123,935	149,992	119,040	27,608	0	0	0	0	596,279

Diferencias													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	0	0	0	0	0	0	0	20	20	20	20	20	20
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	421	444	165	10	-168	-635	-186	-163	-460	-234	-636	-292	-1,736

Indicador	Diferencias												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / KWh)	116	403	559	6	101	-172	-121	55	64	-518	603	-189	29
Factor de Planta (%)	6.98	8.36	2.91	0.09	-2.72	-10.83	-3.20	-2.75	-7.91	-4.06	-10.83	-4.92	-2.44
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	2.63	-7.99	-7.28	3.82	-0.68	-7.37	-2.17	0.46	-3.11	-2.23	-1.19	-2.74	-2.29
Indisponibilidad por Falla (%)	3.31	3.61	0.89	-1.13	-7.16	-3.93	-2.99	0.14	1.34	-0.25	-1.63	-1.48	-0.80
Indisponibilidad por Decremento (%)	-0.57	0.49	0.40	0.46	1.35	0.46	0.37	-0.18	-0.26	0.11	0.06	0.24	0.24
Número de Mantenimientos Concluidos (todos) (Núm.)	0	2	10	3	1	8	7	1	1	10	8	20	71
Capacidad Mantenida (Mantenimientos Definidos) (MW)	480	561	2,149	1,331	523	1,094	26	160	0	224	159	1,408	8,116
ENOG por mantenimiento extendido (MW)	0	0	60,505	115,200	123,935	149,992	119,040	27,608	0	0	0	0	596,279

Generación Neta: Menor generación de CH Infiernillo - 905 GWh por baja aportación de recurso Hidrológico a las cuencas del Rio Balsas.

Régimen Térmico Neto: Impacto de las Centrales CT Juan de Dios Bátiz Paredes, CT Francisco Villa y CT Emilio Portes Gil.

Factor de Planta: Menor generación de CH Infiernillo - 905 GWh debido a la baja aportación de recurso Hidrológico a las cuencas del Rio Balsas.

Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias: Menor generación de CH Infiernillo -905 GWh y CH La Villita -433 GWh por baja aportación de recurso hidrológico.

Indisponibilidad por Falla: Por los mantenimientos de parada programada y rutinarios para atender el rezago de mantenimiento a las Unidades de Generación, además por falla en generador de vapor de la CT José Aceves Pozos.

### 10. Principales proyectos de infraestructura 2019

Nombre del Proyecto (DCIPI)	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Adecuación de 2 aereadores en el Túnel Vertedor 3 de la CH Infiernillo (Fase 1 del Proyecto)	30.8	Optimización del túnel vertedor existente #3 de la CH Infiernillo, para evitar daños durante su operación; mediante la construcción de 2 aereadores en el túnel vertedor, para operar a un máximo de 2,500 m³/s.
CCC San Luis Rio Colorado I de 596 MW de capacidad instalada	6,398.3	Instalar unidades generadoras base, que permitan incrementar los recursos de generación en la zona, con tecnologías más eficientes y amigables con el medio ambiente, lo cual se traduce en menores precios de generación para la región y evitar afectaciones del suministro de energía eléctrica a los usuarios finales



Nombre del Proyecto (DCIPI)	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Sub-total	6,429.1	

Nombre del Proyecto (Gestión Propia)	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Obra de Generación Hidroeléctrica en Presa Reguladora Amata de una capacidad instalada de 10 MW	469.07	Instalar unidades generadoras hidroeléctricas para aprovechar la infraestructura de la Presa Reguladora Amata existente, para incrementar la capacidad y eficiencia del parque de generación de CFE Generación III, lo cual se traduce en menores precios de generación para la región
Sub-total	469.07	
Total	6,898.17	

### 11. Principales mantenimientos a Unidades Generadoras

Mantenimientos por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U1 / Semestral	10.189	Recuperación de Confiabilidad Operativa, Recuperación de Capacidad y Mejora en eficiencia
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U1 / Semestral	0.266	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U5 / Semestral	0.313	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U5 / Anual	18.682	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U6 / Tipo "A"	5.153	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U7 / Tipo "A"	5.744	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno U8 / Tipo "A"	5.588	
CCC Pdte. Emilio Portes Gil U1 / Mayor	10.453	
CCC Pdte. Emilio Portes Gil U2 / Mayor	6.159	
CCC Pdte. Emilio Portes Gil U4 / Mayor	12.833	
CCC Presidente Juárez U8 / Inspección Boroscópica	6.295	
CCC Presidente Juárez U8 / Mayor	177.071	
CCC Presidente Juárez U9 / Mayor	37.905	
CCC Presidente Juárez U9 / Rehabilitación especial	10.167	
CCC Presidente Juárez U10 / Mayor	25.116	
CCC Presidente Juárez U11 / Mayor	13.714	
CCC Gómez Palacio U1 / Inspección combustores	15.270	
CCC Gómez Palacio U2 / Inspección de partes calientes	8.794	
CCC Gómez Palacio U3 / Menor	28.401	
CT Gral. Manuel Álvarez Moreno U9 / Semestral	2.397	
CT Gral. Manuel Álvarez Moreno U9 / Anual	7.004	
CT Gral. Manuel Álvarez Moreno U10 / Semestral	2.564	
CT Gral. Manuel Álvarez Moreno U10 / Menor	3.084	
CT Pdte. Emilio Portes Gil U3 / Anual	36.608	
CT Presidente Juárez U5 / Anual	41.050	
CT Presidente Juárez U6 / Anual	13.111	
CT Puerto Libertad U1 / Anual	5.256	
CT Puerto Libertad U2 / Anual	4.710	
CT Puerto Libertad U3 / Anual	18.396	
CT Puerto Libertad U4 / Anual	9.342	
CT Juan de Dios Bádiz Paredes U1 / Semestral	4.680	
CT Juan de Dios Bádiz Paredes U1 / Menor	5.225	
CT Juan de Dios Bádiz Paredes U2 / Menor	0.273	
CT Juan de Dios Bádiz Paredes U2 / Semestral	40.296	
CT José Aceves Pozos U1 / Anual	38.800	
CT José Aceves Pozos U2 / Anual	21.824	
CT José Aceves Pozos U2 / Semestral	19.082	
CT José Aceves Pozos U3 / Anual	27.290	
CT Francisco Villa U4 / Anual	11.145	
CT Francisco Villa U5 / Mayor	11.961	
CCI Santa Rosalía U3 / Menor	0.877	
CCI Santa Rosalía U3 / Limpieza de Cámara de Barrido	0.190	

Mantenimientos por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
CCI Santa Rosalía U4 / Menor	0.615	
CCI Santa Rosalía U4 / Limpieza de Cámara de Barrido	0.110	
CCI Santa Rosalía U5 / Menor	0.554	
CCI Santa Rosalía U5 / Limpieza de Cámara de Barrido	0.290	
CCI Santa Rosalía U17 / Limpieza de Cámara de Barrido	0.281	
CCI Santa Rosalía U17 / Menor	0.225	
CTG Ciprés U1 / Inspección combustores	2.556	
CTG Mexicali U1 / Rehabilitación	5.120	
CTG Mexicali U3 / Rehabilitación	2.302	
CTG Caborca U1 / Inspección combustores	0.114	
CTG Caborca U2 / Inspección combustores	1.906	
CTG Los Cabos U1 / Inspección de partes calientes	0.073	
CTG Los Cabos U2 / Mayor	0.673	
CTG Los Cabos U3 / Inspección de partes calientes	0.748	
CTG Constitución U1 / Inspección combustores	1.342	
UME U3 / Inspección de partes calientes	70.742	
CFV Santa Rosalía U1 / Semestral	0.177	

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MDP)	Objetivo
CCC Presidente Juárez / Rutinario	45.216	Mantenimiento de equipo común, áreas comunes, sistemas contraincendios
CCC Pdte. Emilio Portes Gil / Rutinario	10.807	
CCC Gral. Manuel Álvarez Moreno / Rutinario	79.655	
CCC Gómez palacio / Rutinario	5.908	
CT Presidente Juárez / Rutinario	20.253	
CT Francisco Villa / Rutinario	28.741	
CT Puerto Libertad / Rutinario	48.169	
CT Pdte. Emilio Portes Gil / Rutinario	2.099	
CT Gral. Manuel Álvarez Moreno / Rutinario	91.341	
CT José Aceves Pozos / Rutinario	51.879	
CT Juan de Dios Bátiz Paredes / Rutinario	19.151	
CCI Santa Rosalía / Rutinario	8.903	
CTG Mexicali / Rutinario	7.404	
CTG Ciprés / Rutinario	3.945	
CTG Constitución / Rutinario	2.330	
CTG Los Cabos / Rutinario	8.286	
CTG Caborca / Rutinario	0.529	
CTG Culiacán / Rutinario	0.608	
UME 02 / Rutinario	1.092	
UME 03 / Rutinario	2.921	
UME 04 / Rutinario	0.159	
CFV Santa Rosalía / Rutinario	0.362	
Resto: Otros mantenimientos que no generaron un monto de inversión (26 mantenimientos)		

Total	Monto de Inversión (MDP)
111	1,250.867

Durante el 2019, los recursos aplicados al mantenimiento de unidades generadoras tuvieron como objetivo detener el deterioro y recuperación de la infraestructura de las centrales de generación, el beneficio en los indicadores se verá reflejado en el mediano plazo, cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones de operación.

## 12. Actividades del Consejo de Administración

Durante el 2019 se llevaron a cabo tres sesiones del Consejo de Administración de la CFE Generación III, la octava extraordinaria, el 06 de junio con 14 acuerdos, la novena ordinaria, el 20 de noviembre con 19 acuerdos y la décima ordinaria, el 03 de diciembre con 2 acuerdos.

### 13. Fotos de la infraestructura



Imagen 1: Central Termoeléctrica Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)



Imagen 2: Central Termoeléctrica Presidente Juárez



Imagen 3: Central Termoeléctrica Juan de Dios Bátiz Paredes



Imagen 4: Central Termoeléctrica José Aceves Pozos



Imagen 5: Central Hidroeléctrica Infiernillo



# CFE GENERACIÓN IV

## 1. Objetivos de la EPS

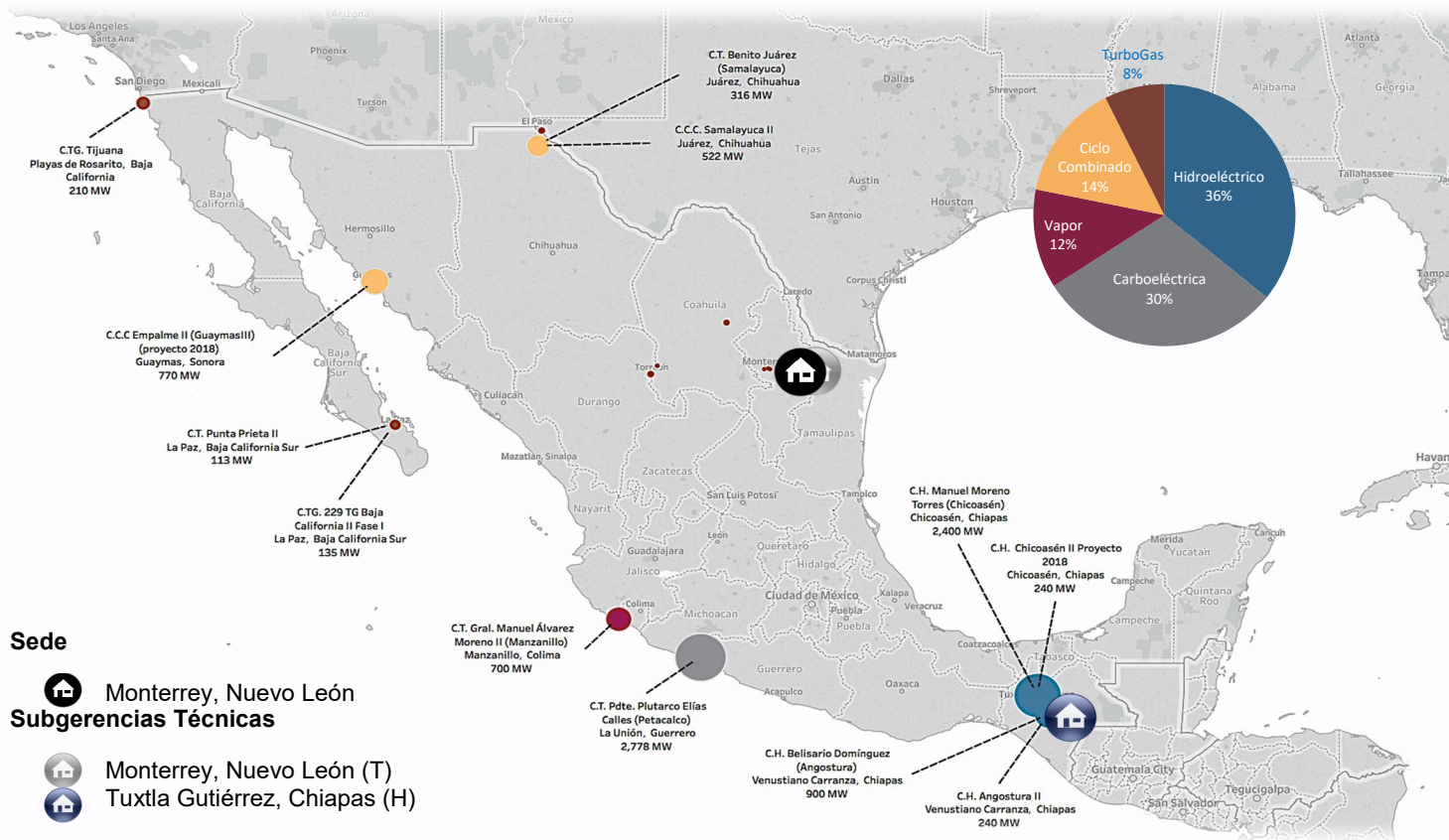
- Optimizar los activos de generación, a través de la correcta administración del portafolio de centrales eléctricas, considerando elementos clave como: Capacidad, inversión y operación.
- Recuperar la capacidad de centrales generadoras y su participación en el suministro de energía al país.
- Mejorar la productividad y confiabilidad de las centrales generadoras, optimizando: Mantenimientos, costos operativos y combustibles.
- Incrementar la capacidad de generación.
- Promover una cultura de alto desempeño.

## 2. Resumen ejecutivo

Durante el año 2019 destacan principalmente las siguientes acciones:

- Recuperación de 912 MW de capacidad de generación, derivado de mantenimientos realizados.
- Mejora de la Disponibilidad, Eficiencia y Confiabilidad Operativa de las Unidades 2, 3, 5 y 7 de la CT. Pdte. Plutarco Elías Calles y de la CT. Manzanillo II.
- Recuperación de la Disponibilidad y Confiabilidad operativa de las Unidades Generadoras de la CTG. Tijuana, CTG. Laguna-Chávez y la CTG. Monclova.
- Incremento de 19 MW y mejora en la eficiencia térmica de 2.25 % por la modernización de CCC. Samalayuca II (AGP U3).
- Mantenimientos mayores a las Unidades 2, 3 y 7 de la C.T. Plutarco Elías Calles.
- Se llevaron a cabo 3 auditorías directas por parte de la Auditoría Superior de la Federación (ASF) y 9 auditorías de Auditoría Interna (AI), sin observaciones relevantes.
- Se mantuvo la Certificación en las normas ISO 9001, 14001 y OHSAS 18001, para la sede de la EPS IV y todos los Centros de Trabajo

### 3. Escenario tecnológico 2019



Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Bruta Efectiva (MW)
Hidroeléctrico	Agua	2	13	3,300
Carboeléctrica	Carbón	1	7	2,778
Vapor	Gas Natural /Combustóleo	3	7	1,128
Ciclo Combinado	Gas Natural	2	9	1,329
Turbogás	Gas Natural	11	26	684
<b>Total</b>		<b>19</b>	<b>62</b>	<b>8,535</b>

#### 4. Generación bruta y neta por tecnología y por mes.

Generación Bruta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	408.8	729.5	1,130	1,397.6	1,565.5	1,796.6	2,055.4	2,331.5	2,679.5	3,055.0	3,302.2	3,632.3	3,632.3
Vapor	94.1	303.1	608.3	1,011.2	1,449.7	1,884.5	2,290.3	2,761.8	3,130.7	3,374.7	3,486.4	3,584.8	3,584.8
Hidroeléctrico	368.3	835.6	1,452	2,265.3	3,614.8	4,880.2	5,627.9	6,257.4	6,555.1	6,850.5	6,959.7	7,007.3	7,007.3
Carbón	1,114.4	2,388.4	4,203	5,753.6	7,551.4	9,258.7	10,572.0	12,147.2	13,425.0	14,808.1	16,116.9	17,277.2	17,277.2
Turbogas	38.2	76.3	109.0	126.6	146.5	179.6	247.9	320.5	371.9	390.8	405.7	417.5	417.5
Total EPS	2,023.9	4,333	7,503	10,554.3	14,327.8	17,999.7	20,793.5	23,818.4	26,162.3	28,479.1	30,271.0	31,919.1	31,919.1

Generación Bruta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	398.7	818.7	1,179.3	1,628.3	2,331.1	3,011.1	3,615.6	4,256.6	4,876.1	5,373.7	5,491.5	5,545.0	5,545.0
Vapor	188.4	495.3	913.5	1,361.5	1,827.2	2,278.8	2,631.7	3,095.1	3,467.6	3,797.1	4,039.5	4,220.8	4,220.8
Hidroeléctrico	25.6	134.9	215.5	525.3	1,224.0	1,812.5	2,422.8	3,112.8	3,488.9	3,809.4	4,037.3	4,145.2	4,145.2
Carbón	1,453.0	2,875.8	4,205.7	5,182.5	6,197.3	7,299.2	8,816.5	10,509.2	11,844.8	12,913.7	13,571.3	14,286.4	14,286.4
Turbogas	21.9	36.6	41.9	49.6	63.3	79.2	117.8	183.2	287.2	365.0	399.3	430.4	430.4
Total EPS	2,087.6	4,361.3	6,555.9	8,747.2	11,642.9	14,480.8	17,604.3	21,157.0	23,964.6	26,258.8	27,538.9	28,627.8	28,627.8

Diferencia Generación Bruta (GWh) (2018-2019)													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	10.1	-89.2	-49.1	-230.7	-765.6	-1214.5	-1560.2	-1925.1	-2196.6	-2318.7	-2189.3	-1912.7	-1912.7
Vapor	-94.3	-192.2	-305.2	-350.3	-377.5	-394.3	-341.4	-333.3	-336.9	-422.4	-553.1	-636	-636
Hidroeléctrico	342.7	700.7	1236.7	1740	2390.8	3067.7	3205.1	3144.6	3066.2	3041.1	2922.4	2862.1	2862.1
Carbón	-338.6	-487.4	-1.9	571.1	1354.1	1959.5	1755.5	1638	1580.2	1894.4	2545.6	2990.8	2990.8
Turbogas	16.3	39.7	67.1	77	83.2	100.4	130.1	137.3	84.7	25.8	6.4	-12.9	-12.9
Total EPS	-63.7	-28.5	947.6	1807.1	2684.9	3518.9	3189.2	2661.4	2197.7	2220.3	2732.1	3291.3	3291.3

Generación Neta (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	399.8	713.2	1,104.9	1,365.9	1,529.4	1,754.6	2,007.0	2,276.2	2,615.9	2,981.9	3,221.3	3,544.0	3,544.0
Vapor	86.5	279.7	561.6	934.0	1,339.4	1,743.5	2,115.9	2,553.4	2,893.4	3,117.4	3,220.0	3,308.8	3,308.8
Hidroeléctrico	366.5	831.6	1,445.3	2,254.8	3,598.0	4,857.6	5,601.6	6,228.1	6,524.3	6,818.1	6,926.8	6,974.2	6,974.2
Carbón	1,033.9	2,221.8	3,920.8	5,369.5	7,052.1	8,648.4	9,860.8	11,328.2	12,517.1	13,803.2	15,024.2	16,103.5	16,103.5
Turbogas	38.0	75.7	108.2	125.7	145.5	178.3	246.0	318.0	368.9	387.6	402.4	414.1	414.1
Total EPS	1,924.6	4,122.1	7,140.9	10,049.9	13,664.5	17,182.4	19,831.2	22,703.9	24,919.6	27,108.2	28,794	30,344.6	30,344.6



Generación Neta (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	389.5	796.9	1,148.6	1,585.0	2,276.4	2,941.8	3,532.1	4,163.2	4,769.9	5,256.3	5,371.1	5,423.3	5,423.3
Vapor	172.1	456.5	844.5	1,260.7	1,693.5	2,112.2	2,436.9	2,865.1	3,207.2	3,512.0	3,735.6	3,902.1	3,902.1
Hidroeléctrico	25.5	134.3	214.5	522.8	1,218.3	1,804.0	2,411.4	3,098.2	3,472.5	3,791.5	4,018.4	4,125.7	4,125.7
Carbón	1,351.2	2,677.5	3,908.6	4,806.1	5,738.6	6,748.3	8,159.7	9,737.3	10,978.9	11,970.6	12,571.0	13,223.7	13,223.7
Turbogas	21.8	36.4	41.6	49.3	62.8	78.6	116.8	181.9	285.5	362.9	397.0	428.1	428.1
Total EPS	1,960.1	4,101.6	6,157.8	8,223.8	10,989.6	13,684.9	16,657.0	20,045.8	22,714.0	24,893.3	26,093.2	27,102.9	27,102.9

Diferencia Generación Neta (GWh) (2018-2019)													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	10.3	-83.7	-43.7	-219.1	-747	-1187.2	-1525.1	-1887	-2154	-2274.4	-2149.8	-1879.3	-1879.3
Vapor	-85.6	-176.8	-282.9	-326.7	-354.1	-368.7	-321	-311.7	-313.8	-394.6	-515.6	-593.3	-593.3
Hidroeléctrico	341	697.3	1230.8	1732	2379.7	3053.6	3190.2	3129.9	3051.8	3026.6	2908.4	2848.5	2848.5
Carbón	-317.3	-455.7	12.2	563.4	1313.5	1900.1	1701.1	1590.9	1538.2	1832.6	2453.2	2879.8	2879.8
Turbogas	16.2	39.3	66.6	76.4	82.7	99.7	129.2	136.1	83.4	24.7	5.4	-14	-14
Total EPS	-35.5	20.5	983.1	1826.1	2674.9	3497.5	3174.2	2658.1	2205.6	2214.9	2701.5	3241.7	3241.7

## 5. Utilización de Fuentes primarias.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJoul)	497.9	1554.7	3389.7	4560.4	6375.1	8528.7	10574.9	12288.3	14167.8	15384.2	15899.0	16423.8	16423.8
Diesel (GJoul)	65.9	122.0	140.5	203.6	434.2	812.4	1020.6	1204.0	1484.7	1578.8	1639.7	1696.7	1696.7
Gas Natural (TJoul)	4,383.6	8,821.5	14,001.7	19,788.9	24,401.0	29,185.5	34,848.2	41,736.8	47,445.3	52,135.9	54,967.0	57,940.7	57,940.7
Carbón (TJoul)	11,032.5	23,495.9	41,174.4	56,280.2	74,091.2	91,050.7	104,670.0	120,456.3	133,259.9	147,166.5	160,114.8	171,608.3	171,608.3
Agua Turbinada (Mm3)	996.8	2,266.2	3,960.7	6,212.8	9,975.6	13,539.9	15,657.1	17,403.8	18,129.5	18,885.6	19,154.7	19,273.0	19,273.0

2019													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJoul)	1,730.54	3,425.15	6,252.68	8,792.38	10,792.25	13,092.14	14,577.92	17,337.59	19,383.58	20,345.22	21,056.70	21,837.48	21,837.48
Diesel (GJoul)	64.96	98.50	129.08	184.86	267.69	470.85	693.04	876.16	1,077.63	1,351.33	1,500.20	1,611.09	1,611.09
Gas Natural (TJoul)	3,564.03	8,464.09	13,113.30	18,556.80	25,061.61	30,810.55	36,881.04	43,176.69	48,833.06	54,243.61	57,800.03	60,047.37	60,047.37
Carbón (TJoul)	14,393.60	28,302.47	41,371.20	51,051.43	61,151.96	72,225.21	87,219.96	103,886.50	117,298.07	128,250.73	135,075.73	142,423.18	142,423.18
Agua Turbinada (Mm3)	60.05	350.78	570.23	1,429.65	3,388.21	4,998.54	6,690.83	8,586.60	9,583.60	10,385.78	10,975.69	11,255.69	11,255.69

Diferencia (2018-2019)													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJoul)	-1,232.64	-1,870.45	-2,862.98	-4,231.98	-4,417.15	-4,563.44	-4,003.02	-5,049.29	-5,215.78	-4,961.02	-5,157.70	-5,413.68	-5,413.68
Diesel (GJoul)	0.94	23.5	11.42	18.74	166.51	341.55	327.56	327.84	407.07	227.47	139.5	85.61	85.61
Gas Natural (TJoul)	819.57	357.41	888.4	1232.1	-660.61	-1625.05	-2032.84	-1439.89	-1387.76	-2107.71	-2833.03	-2106.67	-2106.67
Carbón (TJoul)	-3361.1	-4806.57	-196.80	5,228.77	12,939.24	18,825.49	17450.04	16569.8	15961.83	18915.77	25,039.07	29185.12	29,185.12
Agua Turbinada (Mm3)	936.76	1,915.42	3,390.52	4,783.18	6,587.39	8,541.36	8,966.26	8,817.16	8,545.90	8,499.87	8,178.98	8,017.33	8,017.33

## 6. Participación de energías limpias en la generación anual.

En CFE Generación IV durante el año 2019, el rubro de Energías Limpias lo integró la generación del parque hidroeléctrico, que incluyen las Centrales Manuel Moreno Torres (Chicoasén) y Belisario Domínguez (Angostura), al cierre de 2019 la generación neta reportada por ambas centrales fue de 4,125.7 GW lo que representa un 15.22 % de energías limpias del total de generación neta de la EPS IV.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	1.3	3.27	3.48	6.36	11.09	13.18	14.48	15.46	15.29	15.23	15.4	15.22	15.22

## 7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Durante el periodo de 2019, los ingresos MEM reflejaron un monto neto de 3,275 mdp, que corresponden a los ingresos totales del Mercado de Corto Plazo, menos las transferencias de las transacciones bilaterales del Contrato Legado con CFE Suministrador de Servicios Básicos (SSB) y Orden de Compra con el Suministrador CFE Calificados (SSC), ambos vigentes durante el periodo.

Los ingresos por concepto de costos variables y fijos del Contrato Legado con Suministro Básico durante 2019, fueron por un monto de 27,376 mdp.

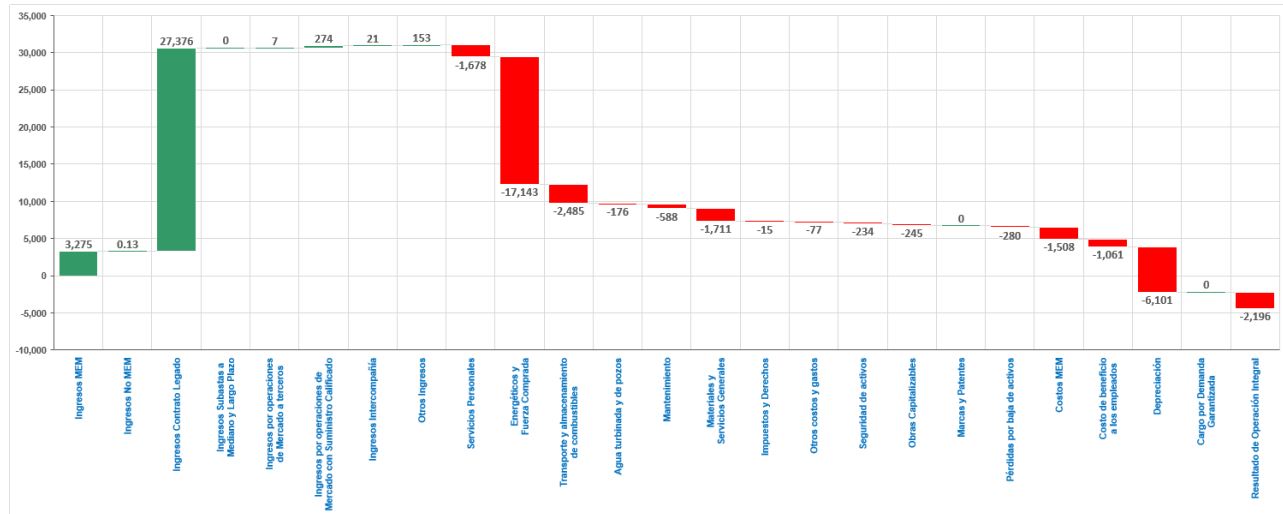
Los Ingresos por operaciones de Mercado con Suministro Calificado por concepto de energía y potencia durante 2019, ascendieron a 274 mdp, correspondientes a la transacción bilateral del periodo marzo-diciembre 2019, por 77 MW en el nodo de la C.T. Samalayuca.

Los costos de las centrales térmicas por energéticos y fuerza comprada durante el periodo fueron por 17,143 mdp, los tipos de combustible corresponden a carbón, gas natural, combustóleo y diesel, incluye agua y sustancias químicas.

La erogación por reserva de capacidad de los gasoductos de las centrales térmicas que consumen gas natural fue del orden de 2,485 mdp.

El Resultado de Operación fue desfavorable por un monto de 2,196 mdp, impactado principalmente por la depreciación de activos que fue de 6,101 mdp, de esta cifra el 70% corresponde a las centrales hidroeléctricas Chicoasén y Angostura.

Gráfica de Operaciones en el MEM



## 8. Tablero de principales indicadores financieros<sup>14</sup>

- Resultado de Operación (RO)
- Ingresos
- Costos y Gastos

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	340,890	- 181,450	- 529,184	1,149,498	- 937,595	328,989	- 2,617,020	3,344,571	-481,233	- 38,485	-286,970	- 664,926	- 572,914
Ingresos	4,621,932	5,657,002	6,339,971	8,310,231	9,776,843	12,018,058	9,184,040	10,587,945	7,209,611	5,592,065	5,670,603	4,252,230	89,220,531
Costos y Gastos	4,281,042	5,838,452	6,869,155	7,160,733	10,714,438	11,689,069	11,801,060	7,243,374	7,690,844	5,630,550	5,957,573	4,917,156	89,793,445

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	- 71,119	- 46,278	29,744	- 771,477	- 950,571	- 441,371	- 175,915	-172,554	241,618	- 519,067	- 834,287	1,515,252	- 2,196,026
Ingresos	4,930,468	5,940,413	6,144,599	6,330,362	7,150,737	6,707,050	5,999,183	7,749,358	6,881,735	5,264,106	3,352,514	4,207,742	70,658,267
Costos y Gastos	5,001,587	5,986,691	6,114,856	7,101,839	8,101,308	7,148,421	6,175,098	7,921,912	6,640,117	5,783,173	4,186,801	2,692,490	72,854,293

Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-412,009	135,172	558,928	-1,920,976	-12,976	-770,360	2,441,105	-3,517,125	722,851	-480,582	-547,318	2,180,178	-1,623,112

<sup>14</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

Ingresos	308,536	283,411	-195,371	-1,979,869	-2,626,106	-5,311,008	-3,184,857	-2,838,587	-327,876	-327,959	-2,318,089	-44,488	-18,562,264
Costos y Gastos	720,545	148,239	-754,300	-58,894	-2,613,130	-4,540,648	-5,625,962	678,538	-1,050,720	152,623	-1,770,772	-2,224,666	-16,939,152

En comparación con el año 2018, los ingresos se vieron disminuidos principalmente por: Afectación en la participación en el Mercado, por la realización de mantenimientos mayores para abatir rezago y recuperar capacidad, confiabilidad y eficiencia en unidades generadoras, un menor despacho de las centrales hidroeléctricas y la salida del Contrato Legado de la C.T. Benito Juárez (Samalayuca) y la C.T.G. Parque (Juárez).

En contraste, los costos se vieron disminuidos por: La indisponibilidad de las Unidades al encontrarse en largo periodo de mantenimiento, una baja en los precios del gas del 34% y del precio del combustóleo del 8% en comparación con el año anterior.

Durante el 2019, la aplicación del presupuesto para mantenimientos de parada programada surgió de la necesidad de detener el deterioro de la infraestructura de las centrales termoeléctricas, por lo que la aplicación de recursos se verá reflejada en el futuro cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones para despacho.

### 9. Tablero de principales indicadores operativos.

Ind	2018												Anual
	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Capacidad Neta Efectiva (MW)	7,999	8,003	8,005	8,010	8,022	8,030	8,022	8,018	8,012	8,007	8,002	7,997	7,997
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	1,924.64	4,122.07	7,140.86	10,049.90	13,664.46	17,182.35	19,831.15	22,703.90	24,919.55	27,108.23	28,794.74	30,344.58	30,344.58
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal / KWh)	10,255.93	10,331.20	10,307.46	10,369.71	10,460.65	10,513.57	10,619.69	10,663.22	10,674.39	10,673.59	10,659.45	10,644.76	10,644.76
Factor de Planta (%)	32.34	36.38	41.30	43.57	47.00	49.26	48.58	48.55	47.47	46.36	44.82	43.17	43.17
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	19.04	20.18	20.24	22.44	26.33	28.27	28.25	27.43	26.18	25.15	24.06	22.98	22.98
Indisponibilidad por Falla (%)	5.96	5.57	4.16	5.22	5.85	6.28	7.07	7.24	7.20	7.09	7.21	7.53	7.53
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.07	0.29	0.84	1.55	1.63	1.93	1.99	2.06	2.06	1.99	1.88	1.79	1.79
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	1	7	12	14	19	20	21	21	22	25	28	33	33
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	30	609	1,029	1,254	1,795	1,795	1,795	1,795	2,145	2,169	2,537	3,191	3,191
ENOG por mantenimiento extendido (MW)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	8,080	8,080	8,080	8,080	8,080	8,080	8,871	8,871	8,871	8,871	8,871	8,871	8,871
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	1,960.11	4,101.62	6,157.79	8,223.83	10,989.56	13,684.89	16,656.96	20,045.80	22,714.05	24,893.31	26,093.15	27,102.91	27,102.91
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal / KWh)	10,382.14	10,365.73	10,392.03	10,412.16	10,440.59	10,499.70	10,526.63	10,543.96	10,600.91	10,664.19	10,707.24	10,746.42	10,746.42
Factor de Planta (%)	32.83	35.90	35.58	35.43	36.67	37.46	38.73	40.49	40.45	39.54	37.89	36.15	36.15
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	1.30	3.27	3.48	6.36	11.09	13.18	14.48	15.46	15.29	15.23	15.40	15.22	15.22
Indisponibilidad por Falla (%)	9.13	9.04	8.79	7.98	7.36	6.79	6.15	5.72	5.40	5.24	5.45	5.67	5.67
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.84	1.01	0.99	1.14	1.27	1.73	2.11	2.27	2.38	2.43	2.47	2.34	2.34
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	2	4	8	17	20	23	23	25	26	29	36	46	46
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	508	726	874	1,492	1,542	2,570	2,570	2,720	2,750	2,920	3,948	5,406	5,406
ENOG por mantenimiento extendido (MW)	0.00	43	6,044	23,663	226,546	666,730	800,651	886,788	924,129	935,876	1,222,813	1,467,992	1,467,992

Diferencias (2019-2018)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	81.00	77.00	75.00	70.00	58.00	50.00	849.00	853.00	859.00	864.00	869.00	874.00	874.00
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	35.47	-20.45	-983.07	-1,826.07	-2,674.90	-3,497.46	-3,174.19	-2,658.10	-2,205.50	-2,214.92	-2,701.59	-3,241.67	-3,241.67
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kcal / KWh)	126.21	34.53	84.57	42.45	-20.06	-13.87	-93.06	-119.26	-73.48	-9.40	47.79	101.66	101.66
Factor de Planta (%)	0.49	-0.48	-5.72	-8.14	-10.33	-11.80	-9.85	-8.06	-7.02	-6.82	-6.93	-7.02	-7.02
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	-17.74	-16.91	-16.76	-16.08	-15.24	-15.09	-13.77	-11.97	-10.89	-9.92	-8.66	-7.76	-7.76
Indisponibilidad por Falla (%)	3.17	3.47	4.63	2.76	1.51	0.51	-0.92	-1.52	-1.80	-1.85	-1.76	-1.86	-1.86
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.77	0.72	0.15	-0.41	-0.36	-0.20	0.12	0.21	0.32	0.44	0.59	0.55	0.55
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	1.00	-3.00	-4.00	3.00	1.00	3.00	2.00	4.00	4.00	4.00	8.00	13.00	13.00
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	478.00	117.00	-155.00	238.00	-253.00	775.00	775.00	925.00	605.00	751.00	1,411.00	2,215.00	2,215.00
ENOG por mantenimiento extendido (MW)	0.00	43	6,044	23,663	22,6546	66,6730	800,651	886,788	924,129	93,5876	1,222,813	1,467,992	1,467,992

**Capacidad Neta Efectiva:** Con la entrada en operación de la CCC Empalme II se incrementó en 874 MW en comparación al año 2018.

**Generación Neta:** Se alcanzó una generación neta de 27,103 GWh, mientras que en el año 2018 se generaron 30,345 GWh, la desviación se debe principalmente al mayor alcance de los mantenimientos en el año 2019, y al menor despacho por parte del CENACE en el proceso hidroeléctrico al ser un año seco.

**Régimen Térmico Neto:** En el año 2019 el resultado se vio afectado respecto al 2018 debido principalmente al aumento de salidas en la C.T Pte. Plutarco Elías Calles, incrementando el consumo de combustible diésel para arranques, menor despacho y decremento por deterioro de equipos.

**Factor de Planta:** En el indicador de factor de planta, se tiene una desviación de 7.02%. Las causas principales del impacto están enunciadas en el apartado de Generación Neta.

**Porcentaje de energía proveniente de fuentes limpias:** Al periodo el resultado de este indicador es de 15.22 %, inferior al resultado del 2018 de 22.98 %, debido a que se tuvo un año seco para el proceso hidroeléctrico, que para el caso de la EPS IV, es la única fuente de energía proveniente de fuentes limpias.

**Indisponibilidad por Falla:** En el rubro de falla se tiene un aumento del 0.48 % con respecto al resultado del 2018, afectado principalmente por las fallas de las centrales siguientes:

- C.T. Plutarco Elías Calles: Fallas de U2, U4 y U7 en generador de vapor.
- C.T.G Tijuana: U2 y U3 por falla en el generador eléctrico.
- C.T. Benito Juárez (Samalayuca): U1 y U2 por daños en turbina de vapor.

**Indisponibilidad por Decremento:** En el indicador de decremento se tiene una desviación de 0.55%, la mayor afectación se presenta en las siguientes centrales:

- C.T. Benito Juárez (Samalayuca): U1 y U2 por falta de agua en pozos de suministro e indisponibilidad de componentes en torre de enfriamiento.
- C.T. Plutarco Elías Calles: U1 y U5 por fallas en sistema de molienda de carbón y saturación del sistema aire-gases respectivamente y en la U6 por fallas en ventilador de tiro forzado.

**Número de mantenimientos concluidos:** De acuerdo con el programa de mantenimientos 2019 se efectuaron 46 mantenimientos, de los cuales 40 fueron del proceso termoeléctrico, 6 del hidroeléctrico, en comparación con el 2018 se realizaron un total de 33 mantenimientos, 26 del proceso termoeléctrico y 7 del hidroeléctrico.

**Capacidad mantenida:** En función del número de mantenimientos concluidos, se tiene una mayor capacidad mantenida que en el año 2018 como se observa en la tabla anterior.

**Energía no generada por mantenimiento extendido (MWh):** Debido a no concluir los mantenimientos dentro de su periodo programado, se tiene una energía no generada de 1,450,645 MWh por mantenimiento extendido, cabe mencionar que este indicador no es comparable ya que se incorporó a partir del 2019.

## 10. Principales proyectos de infraestructura 2019

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
CC Empalme II	397	Incrementar la capacidad de generación.
<b>Total</b>	<b>397</b>	

## 11. Principales mantenimientos a Unidades Generadoras

El objetivo planeado y logrado en los 46 mantenimientos realizados a las unidades generadoras en el año 2019 fue el de recuperar disponibilidad, confiabilidad y eficiencia.

En la siguiente tabla se muestran los principales mantenimientos realizados a las unidades de las Centrales de la EPS CFE Generación IV.

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MM\$)	Actividades Relevantes
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-1 Mayor	26.5	Mantenimiento Mayor Tipo, Rehabilitación de la Turbina de vapor de Alta-media y Baja presión y Cambio de Sobrecalentador Secundario, Terciario y Cuaternario.
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-7 Mayor Turbina	86.4	Mantenimiento Mayor Tipo, Rehabilitación de la Turbina de vapor de Alta-media y Baja presión.
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-2 Mayor	114.4	Mantenimiento Mayor Tipo, Rehabilitación de la Turbina de vapor de Alta-media y Baja presión y Cambio de Sobrecalentador Secundario, Terciario y Cuaternario.
CT Manzanillo II U-11 Mayor Turbina	78.0	Mantenimiento Mayor Tipo, cambio del Economizador, cambio de Canastas de los Precalentadores de aire Regenerativo y Cambio de los Calentadores de Aire-vapor.
CCC Samalayuca II U-7 Mayor	282.3	Mantenimiento Mayor Tipo, Modernización (AGP) de la Turbina de gas U7 del paquete 3, adicionando 16.45 MW netos y Mejora en la Eficiencia Térmica neta en 1.98%.
CCC Samalayuca II U-8 Mayor	28.1	Mantenimiento Mayor Tipo, Rehabilitación de la Turbina de vapor y cambio de cabezales en el Recuperador de calor.
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-3 Anual	103.7	Mantenimiento Anual Tipo, Cambio de Sobrecalentador Secundario, Terciario y Cuaternario, cambio de 2 Bombas de agua de alimentación.
CT Manzanillo II U-12 Anual VG	53.2	Mantenimiento Anual Tipo, cambio de Canastas de los Precalentadores de aire Regenerativo y Cambio de los Calentadores de Aire-vapor.



Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (MM\$)	Actividades Relevantes
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-5 Anual	61.7	Mantenimiento Anual Tipo, cambio de 2 Bombas de agua de alimentación.
CT Pdte. Plutarco Elías Calles U-1 Semestral (Lavado de PRECAS)	10.0	Mantenimiento Semestral Tipo, cambio de los Soportes constantes y de carga variable de la tubería de vapor principal, recalentado frío y recalentado caliente.
<b>Total</b>	<b>844.3</b>	

Durante el 2019, los recursos aplicados al mantenimiento de unidades generadoras tuvieron como objetivo detener el deterioro y recuperación de la infraestructura de las centrales de generación, el beneficio en los indicadores se verá reflejado en el mediano plazo, cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones de operación.

**12. Actividades del Consejo de Administración.**

Durante el 2019 se llevaron a cabo tres sesiones del Consejo de Administración de la CFE Generación IV, la octava extraordinaria, el 06 de junio con 14 acuerdos, la novena ordinaria, el 27 de noviembre con 17 acuerdos y la décima ordinaria, el 03 de diciembre con 2 acuerdos.

**13. Fotos de la infraestructura**



Imagen 1: Central Termoeléctrica Petacalco



Imagen 2: Central Ciclo Combinado Empalme II



Imagen 3: Central Termoeléctrica Manzanillo II





Imagen 4: Central Hidroeléctrica Chicoasén



Imagen 5: Central Termoeléctrica Samalayuca

# CFE GENERACIÓN V

## ANTECEDENTES

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 que aportan las CEL fueran efectivamente vendidas al CENACE, le representarían a la EPS CFE Generación V ingresos importantes.

En este orden de ideas, si consideramos como ejemplo los datos financieros del año 2019, 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 **28 mil millones de pesos (mdp)** a favor de la EPS CFE Generación V, como se indica a continuación:

2019	Importe en Pesos <sup>1</sup>
Ingresos del MEM (Energía y servicios conexos)	\$120,998,970,923
Ingresos del MEM por Potencia	\$1,606,180,667
Egresos del MEM (Servicios de Transmisión y CENACE)	\$16,716,397,960
Egresos por el Pago a PEE:	
• Cargos Fijos	\$28,841,211,779
• Cargos Variables	\$49,310,035,673
<b>Resultado (valor económico)</b>	<b>\$27,737,506,178</b>

<sup>1</sup> Cifras preliminares, en proceso de ser dictaminadas.

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 suscribió 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 **28 mil mdp** se traduce efectivamente en el valor económico que aportó la EPS CFE Generación V a la CFE durante el año 2019, 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 **7.3 millones de pesos**<sup>15</sup> para 2019.

## Para las EPS de Generación:

### 1. 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.

### 2. RESUMEN EJECUTIVO

#### 2.1. Actividades Relevantes

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 2019 se atendieron diversas actividades con los resultados que se indican en la siguiente tabla:

---

<sup>15</sup> Cifra preliminar sujeta al cierre de los Estados Financieros Dictaminados de la EPS CFE Generación V y de la CFE.

Actividad	Programado	Realizado	Variación %
1.- Atención de Reuniones de Comité de Coordinación entre la EPS CFE Generación V y los Productores Externos de Energía.	217	217	0
2.- Calibraciones y Pruebas de Medidores de Energía Eléctrica, con el apoyo del LAPEM y de las Gerencias Regionales de Transmisión de la CFE	33	35	6.0
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.	146	142	-2.74
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.	43	52	20.93
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.	143	143	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).	2,754	3,853	39.91
7.- Recepción y revisión fiscal y administrativa de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los PEE.	2,754	3,853	39.91
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).	12,361
Total de Ofertas presentadas en el Mercado en Tiempo Real (MTR).	3,063

Área de Conciliación de Transacciones			
Tipo de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFIn)	Cantidad de TBFIn (Número)	Energía de MDA (MWh)	Importe de TBFIn (\$)
TBFIn Energía	11,376	99,356,252.23	\$108,702,553,903.17
TBFIn Servicios Conexos	27,381	4,563,073.36	\$1,231,475,974.73
TBFIn Ajuste	52	8,726,409.6	\$7,758,453,059.41
<b>Total</b>	<b>38,809</b>	<b>112,645,735.19</b>	<b>\$117,692,482,937.3</b>

Nota. Los totales de TBFIn generadas contemplan las que tienen montos en cero.

### PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA 2019 (CONSTRUCCIÓN)

Nombre del Proyecto de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)	Fecha de inicio	Fecha Contractual de Entrada en Operación Comercial	Fecha Estimada de Entrada en Operación Comercial <sup>(1)</sup>
Norte III	907	06-may-2015	13-nov-2017	Feb-20
Topolobampo III	766	13-jul-2017	01-ene-2020	Jun-20
<b>Total</b>	<b>1,673</b>			

<sup>(1)</sup> El 11 de enero de 2019, entró en Operación Comercial la CCC Noreste, con una Capacidad Neta Demostrada de 857 MW y el 15 de octubre de 2019, la CCC Noroeste con una Capacidad Neta Demostrada de 887 MW. La Información de Proyectos de Generación, es proporcionada por la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos de la CFE.

### 2.2 Principales Resultados del 2019

#### I. Resultado Financiero de la operación de la EPS CFE Generación V<sup>16</sup>

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 2019 fue de **7.3 Millones de Pesos<sup>17</sup> (mdp)**. Este resultado no incluye lo relativo a los Contratos celebrados con los Productores Externos de Energía.

#### II. Resultados Operativos al cierre de Diciembre de 2019:

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,

<sup>16</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

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, iii) Potencia Ofertada a Mercado; iv) Capacidad Neta Demostrada como se muestra en la siguiente tabla:

EPS CFE Generación V	2019	
	Meta	Resultado
Energía Neta Facturada (GWh) <sup>1</sup>	<b>88,567</b>	<b>92,213</b>
Eficiencia Térmica Neta Garantizada (%) <sup>2</sup>	<b>49.9</b>	<b>52.8</b>
Potencia Ofertada a Mercado (MW) <sup>3</sup>	<b>12,330</b>	<b>12,330</b>
Capacidad Neta Demostrada (MW) <sup>4</sup>	<b>15,285</b>	<b>14,378</b>

<sup>1</sup> Meta, Corresponde al valor de la generación de predespacho, proporcionada por la Subdirección de Negocios no Regulados mediante correo electrónico del 07 de enero de 2019. Incluye las Centrales de Ciclo Combinado y Centrales Eólicas. Resultado, Energía Neta Facturada por los PEE.

<sup>2</sup> Meta, Eficiencia Térmica Neta Garantizada en base al Contrato Programa y Gestión de 2019 y determinada en base al Poder Calorífico Inferior. Resultado, determinada en base a los valores facturados por los Productores Externos de Energía, calculado en base al Poder Calorífico Inferior.

<sup>3</sup> Meta, Calculado en base a 27 centrales de Ciclo Combinado y una disponibilidad de 89.0%. Resultado, determinado en base a 26 centrales de Ciclo Combinado y a con una disponibilidad facturada acumulada de 92.1%, derivado que la Central Norte III no entró en Operación Comercial.

<sup>4</sup> Dato Contractual, el cual no cambia durante la vigencia de los contratos. Las CCC Noreste y Noroeste, iniciaron su Operación Comercial el 11 de enero y el 15 de octubre del 2019 respectivamente, con Capacidad neta Demostrada de 857.182 y 887.386 MW. En el caso de la CCC Norte III, se tenía programada la entrada en Operación Comercial en el mes de diciembre de 2019; no obstante, de acuerdo con información proporcionada el 10 de enero de 2020 por la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos de la CFE, esta Central no entró en Operación Comercial debido a un incumplimiento de la misma, por lo que ésta se encuentra programada para el 2020. Esta Central tiene una Capacidad Neta de 907.706 MW.

### III. 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 2019, ascendió a **78,151 mdp**.

## 2.3 Logros

### a) Recuperaciones en el período enero- diciembre de 2019.

Derivado de la administración de los Contratos, la EPS CFE Generación V ha recuperado un total de **\$779.6 millones de pesos** debido, principalmente, a impugnaciones, conciliaciones, ajustes en índices financieros por daños y perjuicios.

Debido a un incumplimiento al Contrato por parte de la Central Mexicali de SAAVI Energía, la EPS CFE Generación V le requirió y recuperó **\$10.9 millones de pesos** por concepto de daños y perjuicios.

La Central Tuxpan II, de Mitsubishi, dejó de cumplir una obligación contractual, por lo que esta EPS CFE Generación V le requirió y recuperó un total de **\$72,195.3 pesos** por concepto de daños y perjuicios.

La Central Río Bravo III de Mitsui dejó de cumplir una obligación contractual, por lo que la EPS CFE Generación V le requirió y recuperó **\$37.1 millones de pesos** por concepto de daños y perjuicios asociados a la producción neta de energía de sustitución.

La Central Altamira V de Iberdrola facturó múltiples arranques de unidades turbogas, los cuales no le fueron ordenados por el CENACE, por lo que esta EPS CFE Generación V le requirió y recuperó **\$15.2 millones de pesos** más gastos financieros.

**b) Autorización de Certificados de Energías Limpias (CEL's) para la Central Sureste I, Fase II (La Mata).**

La EPS CFE Generación V, obtuvo la autorización de la CRE y de la SENER, del pago de Certificados de Energías Limpias (CEL's) para la Central Eólica Sureste I, Fase II (La Mata), acreditándose la Producción Neta de Energía de los meses de octubre, noviembre y diciembre de 2019, el cual asciende a 104,988 MWh, por lo que el importe evitado como gasto asciende a **\$40 millones de pesos** y será en beneficio de la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.

**c) Notificación de incumplimientos a Productores Externos de Energía (PEE)**

La EPS CFE Generación V notificó a los PEE de las Centrales “La Laguna II” y “Tuxpan II” sendos incumplimientos contractuales, debido a que no participaron en la “Regulación Primaria”, durante dos eventos ocurridos en el Sistema Eléctrico Nacional y se les emplazó a corregir las deficiencias a la brevedad en coordinación con el CENACE.

Al respecto dichos PEE informaron las acciones por implementar para participar satisfactoriamente en la regulación primaria, las cuales fueron remitidas al CENACE, para su revisión y verificación.

**d) Atención de Auditorías**

En el 2019 la EPS CFE Generación V atendió los requerimientos de información y documentación de 13 auditorías, 8 de la Auditoría Superior de la Federación y 5 de la Auditoría Interna. De las auditorías efectuadas por la ASF, 6 fueron a la CFE y 2 específicamente a la EPS CFE Generación V.

## 2.4 Asuntos Relevantes

### Controversias con los Productores Externos de Energía:

#### 2.4.1 Arbitraje Energía Campeche, S.A. de C.V. vs CFE

La EPS CFE Generación V le requirió a Energía Campeche, S.A. de C.V. (Productor o ECA) un importe de USD 2.7 millones de dólares más \$21.1 millones de pesos debido a diferencias en los pagos de: i) Cargo Fijo de Capacidad y ii) Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, correspondientes al período de marzo a diciembre de 2017. Asimismo, se le notificó un evento de incumplimiento debido a que desde el 01 de julio de 2017, el Productor no cuenta con un Contrato de Suministro de Gas vigente.

#### Estado que guarda

El 09 de septiembre de 2019, CFE y ECA presentaron al Tribunal Arbitral la Contestación a la Demanda y la Contestación a la Demanda Reconvencional, respectivamente.

El 30 de octubre de 2019, la CFE actualizó los montos cobrados en exceso por ECA; por lo que para el período de marzo 2017 a agosto de 2019 ascienden a la cantidad de USD 10.6 millones de dólares por el Cargo Fijo por Capacidad y \$109.8 millones de pesos por el Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento, más IVA y gastos financieros.

El 02 de diciembre de 2019, las Partes simultáneamente presentaron sus memoriales de alegatos, con los que el Tribunal Arbitral estará en condiciones de ordenar el cierre de instrucción, a fin de que se dicte el Laudo, dentro del término de seis meses.

#### 2.4.2 Arbitraje Águila de Tuxpan, S. de R.L. de C.V vs CFE

La EPS CFE Generación V le requirió a Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R.L de C.V. (Productor o EAT) un importe de \$43.5 millones de pesos, por concepto de daños y perjuicios derivados de un incumplimiento del Productor al dejar fuera de servicio más del 50% de la Capacidad Neta Demostrada sin contar con el Acuerdo previo y por escrito a que estaba obligado conforme al Contrato.

#### Estado que guarda

El 03 de junio de 2019, EAT presentó ante el Tribunal Arbitral su Memorial de Demanda; y el 30 de septiembre de 2019, la CFE exhibió la contestación a dicho Memorial.

Por acuerdo entre las Partes, el 08 de enero de 2020, el Tribunal Arbitral modificó el Calendario Procesal.

En dicho Calendario Procesal se estableció que el Productor deberá emitir su Memorial de Réplica el 20 de febrero de 2020.

Por lo que respecta a la CFE, deberá presentar su memorial de Dúplica a más tardar el 20 de abril de 2020.

### 2.4.3 Arbitraje Electricidad Águila de Tuxpan, S. de R.L de C.V. vs CFE

La EPS CFE Generación V, le requirió al Productor, montos cobrados en exceso por la cantidad de 184.1 millones de pesos, por concepto de diferencias en el Pago por el Cargo por Combustible (PCCm) para los meses de mayo y junio de 2013 y de los meses de mayo, junio y agosto de 2018 y los gastos financieros asociados más IVA, para dar un total aproximado de 242.2 millones de pesos.

#### Estado que guarda

El 12 de julio de 2019, el Productor promovió una Solicitud de Arbitraje, en contra de la CFE, en la que solicitó se declare que la CFE carece de acción y derecho para exigir la devolución de los mencionados montos.

El 12 de noviembre de 2019, el Tribunal Arbitral, emitió el Acta de Misión y el 29 del mismo mes y año el Calendario Procesal, para la conducción del arbitraje.

Del Calendario Procesal se desprende que el Productor deberá presentar su Escrito de Demanda, con todas las pruebas documentales, testimoniales y periciales, en su caso el 29 de febrero de 2020.

En dicho Calendario Procesal, se determinó que la CFE deberá presentar su escrito de Contestación y la Demanda Reconvencional, con todas las pruebas documentales, testimoniales, periciales, a más tardar el 29 de mayo de 2020.

### 3. ESCENARIO TECNOLÓGICO 2019 COMPARADO 2018

La EPS CFE Generación V realizó la administración de los Contratos de los Productores Externos de Energía en el 2019, de 26 Centrales de Ciclos Combinados con una Capacidad Neta Demostrada de 14,378.5 MW y 6 Centrales de Origen Eólico, con una capacidad de 612.85 MW, obteniendo una Capacidad total de 14,991.35 MW al cierre del año.

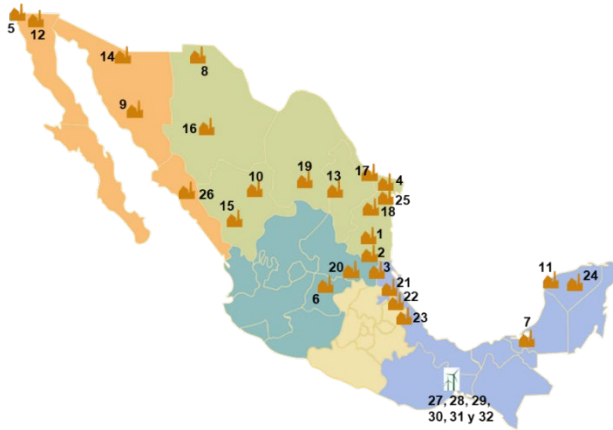
Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Neta Demostrada (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	18	66	11,164.57**
Ciclo Combinado Dual	Gas Natural- Diésel	8	22	3,213.90**
Eoloeléctrico	Viento	6	*410	612.85
				14,991.32

Nota\*: Corresponde a 410 Aerogeneradores.

Nota\*\*: Corresponde a la Capacidad Neta Demostrada de las Centrales de Ciclo Combinado que queman Gas Natural y Diésel.

El 11 de enero de 2019, entró en Operación Comercial la CCC Noreste, con una Capacidad Neta Demostrada de 857 MW y el 15 de octubre de 2019, la CCC Noroeste con una Capacidad Neta Demostrada de 887 MW, lo que marcó de manera significativa la variación entre el año 2018 y 2019.

A continuación, se ilustra mediante Mapa la distribución de las Centrales de Ciclo Combinado y de origen eólico:



No.	Nombre de Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)
1	ALTAMIRA II	495
2	ALTAMIRA III Y IV	1,036
3	ALTAMIRA V	1,121
4	ANÁHUAC	495
5	BAJA CALIFORNIA III	294
6	BAJIO	495
7	CAMPECHE	252.4
8	CHIHUAHUA III	259
9	HERMOSILLO	250
10	LA LAGUNA II	498
11	MERIDA III	484
12	MEXICALI	489
13	MONTERREY III	449
14	NACO-NOGALES	258
15	NORTE DURANGO	450
16	NORTE II	433
17	RIO BRAVO III	495
18	RIO BRAVO IV	500
19	SALTILLO	247.5
20	TAMAZUNCHALE	1,135
21	TUXPAN II	495
22	TUXPAN III Y IV	983
23	TUXPAN V	495
24	VALLADOLID III	525
25	NORESTE (ESCOBEDO)	857.2
26	NOROESTE (TOPOLOBAMPO II)	887.4
<b>TOTAL</b>		<b>14,378.5</b>

No.	Nombre de Centrales de Origen Eólico	Capacidad Nominal (MW)
27	LA VENTA III	102.85
28	OAXACA I	102
29	OAXACA II	102
30	OAXACA III	102
31	OAXACA IV	102
32	SURESTE I FASE II	102
<b>TOTAL</b>		<b>612.85</b>

#### 4. 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 (GWh) 2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Ciclo Combinado	6,952.8 8	6,435.3 8	6,949.0 1	6,563.1 7	7,198.2 7	7,104.9 0	7,657.2 5	7,680.8 1	6,846.5 2	7,232.7 4	6,911.8 1	6,725.7 5	84,258.4 9
Eólico	259.07	182.04	170.04	158.40	90.82	47.96	225.98	176.97	119.27	174.53	183.90	231.05	2,020.03
<b>Total EPS</b>	<b>7,211.9 5</b>	<b>6,617.4 1</b>	<b>7,119.0 5</b>	<b>6,721.5 7</b>	<b>7,289.0 9</b>	<b>7,152.8 7</b>	<b>7,883.2 3</b>	<b>7,857.7 8</b>	<b>6,965.7 9</b>	<b>7,407.2 7</b>	<b>7,095.7 0</b>	<b>6,999.7 7</b>	<b>86,278.5 2</b>

Energía Neta Facturada (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,123.52	6,272.76	7,334.01	7,000.21	8,233.98	8,144.75	8,251.65	8,201.22	7,449.22	7,897.29	7,403.65	7,058.53	90,370.76
Eoloeléctrico	288.85	129.58	191.90	135.22	46.68	78.05	177.26	83.00	118.69	112.60	250.15	230.70	1,842.66
<b>Total EPS</b>	<b>7,412.36</b>	<b>6,402.34</b>	<b>7,525.90</b>	<b>7,135.43</b>	<b>8,280.66</b>	<b>8,222.79</b>	<b>8,428.91</b>	<b>8,284.22</b>	<b>7,567.91</b>	<b>8,009.89</b>	<b>7,653.80</b>	<b>7,289.23</b>	<b>92,213.42</b>

Diferencia Energía Neta Facturada (GWh)													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	170.64	-162.62	385.00	437.05	1,035.71	1,039.84	594.39	520.41	602.70	664.55	491.84	332.78	6,112.28
Eoloeléctrico	29.78	-52.45	21.86	-23.19	-44.14	30.08	-48.72	-93.97	-0.59	-61.93	66.25	-0.36	-177.37
<b>Total EPS</b>	<b>200.41</b>	<b>-215.07</b>	<b>406.85</b>	<b>413.86</b>	<b>991.57</b>	<b>1,069.93</b>	<b>545.68</b>	<b>426.44</b>	<b>602.12</b>	<b>602.62</b>	<b>558.09</b>	<b>289.46</b>	<b>5,934.90</b>

## 5. ENERGÍA NETA DE FUENTES PRIMARIAS (COMPARATIVO 2018 Y 2019)

### Centrales de Ciclo Combinado

2018													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	6,952.88	6,435.38	6,949.01	6,563.17	7,198.27	7,104.90	7,657.25	7,680.81	6,846.52	7,232.74	6,911.81	6,725.75	84,258.49

2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,123.52	6,272.76	7,334.01	7,000.21	8,233.98	8,144.75	8,251.65	8,201.22	7,449.22	7,897.29	7,403.65	7,058.53	90,370.76

Diferencia													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	170.64	-162.62	385.00	437.05	1,035.71	1,039.84	594.39	520.41	602.70	664.55	491.84	332.78	6,112.28
Porcentaje de Variación 2018-2019	2.5%	-2.5%	5.5%	6.7%	14.4%	14.6%	7.8%	6.8%	8.8%	9.2%	7.1%	4.9%	7.3%

\*La variación favorable de 7.3 % del 2019 con respecto al 2018, se debe principalmente a que las CCC Noreste y Noroeste, iniciaron su Operación Comercial el 11 de enero y el 15 de octubre del 2019, respectivamente con una Capacidad Neta Demostrada de 857.182 y 887.386 MW.

## 6. PARTICIPACION DE ENERGÍAS LIMPIAS EN ENERGIA NETA FACTURADA ANUAL 2019

La Energía Neta Facturada de las Centrales de Origen Eólico, representa un 2.0% de la energía total facturada en el 2019 de 92,213.42 GWh

Las Centrales de Origen Eólico consideradas como Energías Limpias, corresponden a las Centrales: Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV, La Venta III y Sureste I Fase II. La Energía Neta Facturada con dicha tecnología se muestra en la siguiente tabla:

Energía Neta Facturada (GWh) 2019													
Ind	Ene	Feb	Mrz	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eoloeléctrico	288.85	129.58	191.90	135.22	46.68	78.05	177.26	83.00	118.69	112.60	250.15	230.70	1,842.66

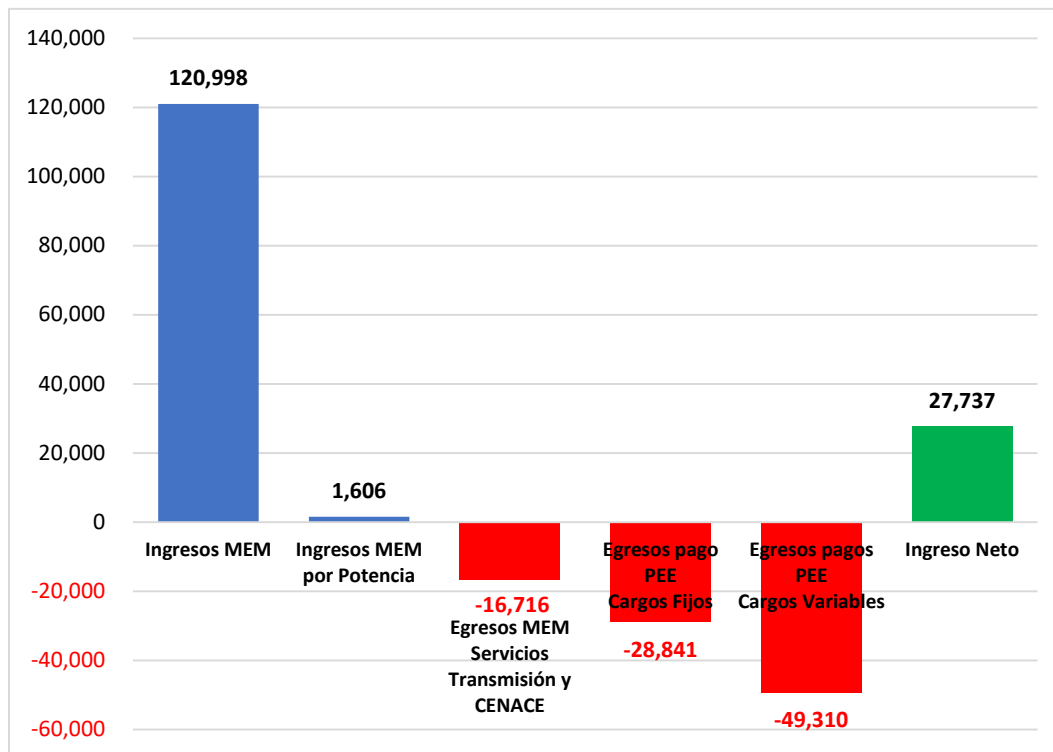


## 7. OPERACIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA REALIZADAS POR LA EPS CFE GENERACIÓN V

Las principales cuentas del Mercado Eléctrico Mayorista son:

2019	Importe en Pesos <sup>1</sup>
Ingresos del MEM (Energía y servicios conexos)	\$120,998,970,923
Ingresos del MEM por Potencia	\$1,606,180,667
Egresos del MEM (Servicios de Transmisión y CENACE)	\$16,716,397,960

<sup>1</sup> Cifras preliminares, en proceso de ser dictaminadas.



Área de Transacciones Comerciales	
Total de Ofertas presentadas en el Mercado de Día en Adelanto (MDA).	12,361
Total de Ofertas presentadas en el Mercado en Tiempo Real (MTR).	3,063

Área de Conciliación de Transacciones			
Tipo de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFIn)	Cantidad de TBFIn (Número)	Energía de MDA (MWh)	Importe de TBFIn (\$)
TBFIn Energía	11,376	99,356,252.23	\$108,702,553,903.17
TBFIn Servicios Conexos	27,381	4,563,073.36	\$1,231,475,974.73
TBFIn Ajuste	52	8,726,409.6	\$7,758,453,059.41
Total	38,809	112,645,735.19	\$117,692,482,937.3

## 8. INDICADORES DE MONITOREO DE LAS CENTRALES EXTERNAS LEGADAS

Durante el año 2019 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 que requiere 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 2018 y 2019:

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2018 (%)	2019 (%)	Variación porcentual (%)
Eficiencia Térmica Neta Garantizada*	52.4	52.8	0.8
Disponibilidad	94.0	92.1	-2.0

\*Nota: Eficiencia Térmica Garantizada determinada con base en el Poder Calorífico Inferior.

La variación en la Disponibilidad de las Centrales de Ciclo Combinado entre los años 2018 y 2019, se debió principalmente a: i) Fallas en Equipos Principales y Auxiliares en las C.C.C. Mérida III, Saltillo y Campeche y ii) mantenimientos extendidos en las Centrales de Bajío, Mexicali, Río Bravo III, Saltillo y La Laguna II.

## 9. PRINCIPALES PROYECTOS DE INFRAESTRUCTURA 2019 (CONSTRUCCIÓN)

Nombre del Proyecto de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Garantizada (MW)	Fecha de inicio	Fecha Contractual de Entrada en Operación Comercial	Fecha Estimada de Entrada en Operación Comercial (1)
Norte III	907	06-may-2015	13-nov-2017	Feb-20
Topolobampo III	766	13-jul-2017	01-ene-2020	Jun-20
<b>Total</b>	<b>1,673</b>			

(1) El 11 de enero de 2019, entró en Operación Comercial la CCC Noreste, con una Capacidad Neta Demostrada de 857 MW y el 15 de octubre de 2019, la CCC Noroeste con una Capacidad Neta Demostrada de 887 MW.

La información de Proyectos de Generación, es proporcionada por la Coordinación de Proyectos Termoelectrónicos de la CFE.

## 10. MANTENIMIENTOS REALIZADOS POR LAS CENTRALES DE LOS PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA

El número de mantenimientos que se tenían programados en el 2019 fue de 55, de las cuales, al cierre del año se ejecutaron 50. Las centrales que mostraron una desviación en sus mantenimientos fueron las Centrales de Ciclo Combinado Bajío, Río Bravo III, Mérida III, Mexicali, La Laguna II.

A continuación se listan mantenimientos realizados:

Mantenimientos realizados por las Centrales de los Productores Externos de Energía*	Fechas de ejecución
Mérida III (MDP-ST)	30/03/2019- 02/04/2019
Mérida III (MDP-CGT)	30/03/2019- 02/04/2019
Mérida III (MDP-CT2)	30/03/2019- 07/05/2019
Mérida III (MDP-CT1)	12/11/2019- 21/11/2019
Tuxpan II (EAT-TG1)	01/02/2019-03/02/2019
Tuxpan II (EAT-TG2)	01/02/2019-03/02/2019
Tuxpan II (EAT-TV1)	01/02/2019-03/02/2019
Tuxpan III y IV (FET-G42)	11/02/2019-12/03/2019
Tuxpan III y IV (FET-G41)	14/02/2019-12/03/2019
Tuxpan III y IV (FET-TV40)	14/02/2019-12/03/2019
Tuxpan V (ETS-TG1)	15/11/2019-03/01/2020
Tuxpan V (ETS-TG2)	15/11/2019- 03/01/2020
Tuxpan V (ETS-TV1)	15/11/2019- 03/01/2020
Chihuahua III (PTC-TG1)	27/10/2019- 11/12/2019
Chihuahua III (PTC-TG2)	27/10/2019- 11/12/2019
Chihuahua III (PTC-TV)	27/10/2019- 11/12/2019
Mexicali (U2)	11/01/2019-26/03/2019
Mexicali (U3)	11/01/2019-26/03/2019
Mexicali (U4)	11/01/2019-26/03/2019
Anáhuac (CAH-TG1)	09/03/2019- 14/03/2019
Anáhuac (CAH-TG2)	09/03/2019- 14/03/2019
Rio Bravo III (CLR-TG1)	13/01/2019- 06/03/2019
Rio Bravo III (CLR-TG2)	13/01/2019- 18/01/2019
Rio Bravo III (CLR-TV)	13/01/2019- 06/03/2019
Rio Bravo IV (CVH-TG1)	17/02/2019- 22/02/2019
Rio Bravo IV (CVH-TG2)	17/02/2019- 22/02/2019
Rio Bravo IV (CVH-TV)	17/02/2019- 22/02/2019
Saltillo (CSO-TG1)	23/02/2019- 28/02/2019
Saltillo (CSO-TG2)	23/02/2019- 28/02/2019
Altamira II (EAA-TG1)	01/03/2019- 06/03/2019
Altamira II (EAA-TG2)	01/03/2019- 06/03/2019
Altamira II (EAA-TV)	01/03/2019- 06/03/2019
Altamira III y IV (TG3)	15/04/2019- 04/05/2019
Altamira III y IV (TG4)	15/04/2019- 04/05/2019
Altamira III y IV (TV2)	15/04/2019- 04/05/2019
Monterrey III (CDU-U1)	15/10/2019-19/11/2019
Monterrey III (CDU-U2)	12/01/2019-15/01/2019
Monterrey III (CDU-U2)	15/01/2019-26/12/2019
Norte Durango (TG1)	10/04/2019- 01/05/2019
Norte Durango (TG2)	12/04/2019- 02/05/2019
Norte Durango (TV)	10/04/2019- 01/05/2019
Baja California III (TG)	08/04/2019- 11/04/2019
Baja California III (TV)	08/04/2019- 11/04/2019
Norte II (KST-U1)	01/10/2019- 10/10/2019
Norte II (KST-U2)	13/10/2019- 22/10/2019

Nota\*: Los Productores Externos de Energía son los responsables de la realización de los mantenimientos de sus Centrales Generadoras, por tal motivo no se cuenta con información de los montos invertidos en los mismos. Cabe señalar que la EPS CFE Generación V, no tiene injerencia en sus Costos de Mantenimiento.

Las desviaciones en la realización de los mantenimientos de las Centrales se debieron principalmente a:

**Febrero:** La Central Bajío, por instrucción del CENACE, cambio las fechas del mantenimiento de febrero para el mes de julio, por confiabilidad del sistema; la Central Río Bravo III, extendió 18 días su período de mantenimiento.

**Marzo:** La Central Mérida III, extendió un mantenimiento para la TG2; La Central Mexicali, amplió su periodo de mantenimiento 25 días adicionales a lo programado debido a la reparación de la Turbina de Vapor.

**Abril:** La Central La Laguna II, a petición del CENACE, reprogramó sus mantenimientos.

**Julio:** La central Bajío reprogramó nuevamente sus mantenimientos para el mes de septiembre, adicionalmente realizó 3 mantenimientos no programados.

**Septiembre:** Se cancelaron los mantenimientos programados para la central Bajío.

#### 11. ACTIVIDADES DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

Durante el 2019, la EPS CFE Generación V, se tuvieron las siguientes sesiones con el Consejo de Administración de la empresa:

Número de Sesión	Tipo de sesión	Fecha	Acuerdos
7	Extraordinaria	11/Junio/2019	13
8	Ordinaria	19/Noviembre/2019	17

**12. FOTOS DE LA INFRAESTRUCTURA DE LAS CENTRALES DE CICLO COMBINADO DE LOS PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA**



C.C.C. Altamira II



C.C.C. Tuxpan III y IV





C.C.C. Hermosillo



C.C.C. Anáhuac



C.C.C. Monterrey III



# CFE GENERACIÓN VI

## 1. Objetivo de la EPS

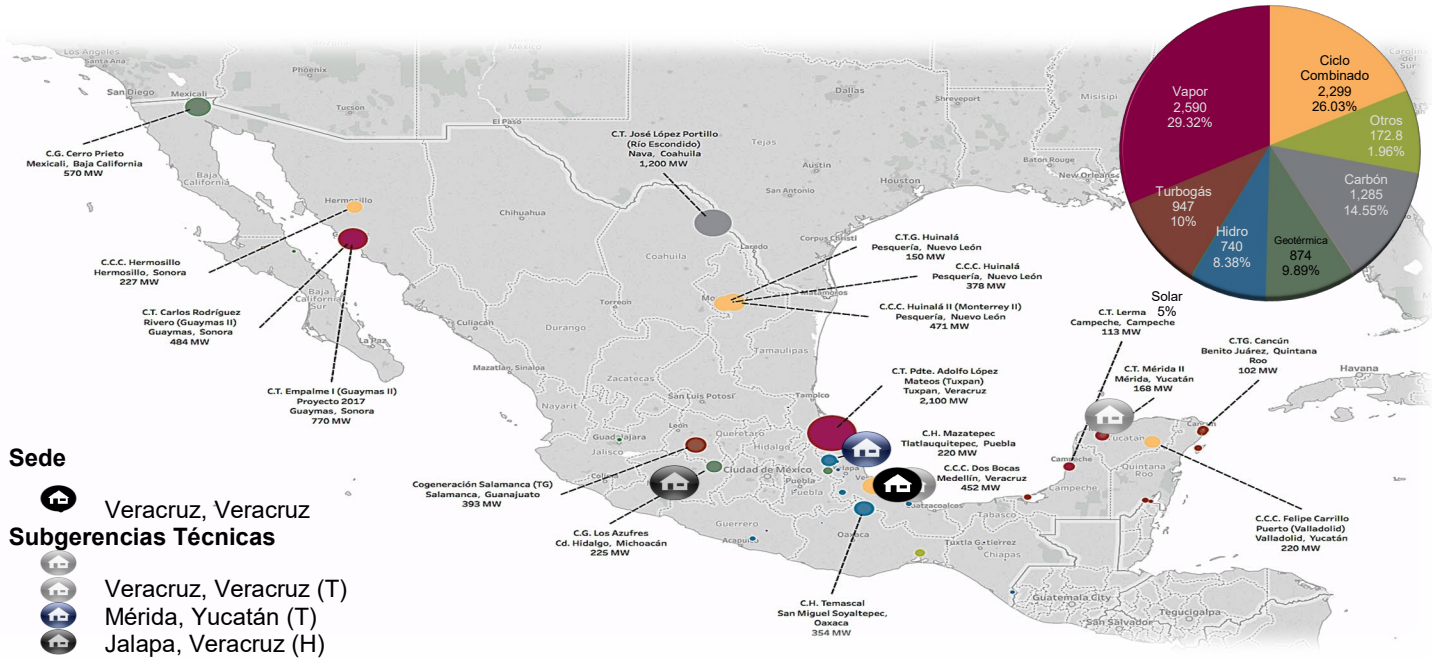
Ser una Empresa de Generación de Energía Eléctrica rentable, con la finalidad de generar valor al Estado Mexicano, con la mejora de eficiencia operativa y administrativa de sus procesos, a fin de obtener una mayor disponibilidad, confiabilidad y disminución de costos, aprovechando la experiencia operativa y administrativa de la organización, fortaleciendo al sistema eléctrico nacional y el desarrollo del País.

## 2. Resumen ejecutivo

Durante el año 2019 se realizaron las siguientes acciones:

- En el mes de julio se realizó la primera sincronización de la Unidad 18 de Azufres (Capacidad de Placa 27.36 MW) como parte del periodo de pruebas de puesta en servicio, aportando 59,478 MWh de energía renovable en el 2019.
- Entrada en operación comercial del proyecto CCC Empalme I con una Capacidad Efectiva de 777.405 MW a partir del 7 de diciembre de 2019.
- Incremento de la Capacidad Efectiva de la unidad 4 de la CT Rio Escondido de 300 a 332.237 MW con la conclusión del Proyecto de Rehabilitación de la Central.
- Incremento en la participación del parque turbogas de la Península de Yucatán en un 231% en el 2019 respecto al 2018, como soporte a la región peninsular debido a la contingencia en líneas de transmisión de la red de 400 kV.
- Incremento en 7% del Índice de Disponibilidad con respecto al 2018.

### 3. Escenario tecnológico 2019



Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad Bruta Efectiva (MW)
Vapor	Gas Natural /Combustóleo	5	16	2,589.5
Ciclo Combinado	Gas Natural /Combustóleo	6	18	2,299.3
Carbón	Carbón	1	4	1,285.1
Geotérmica	Vapor Geotérmico	4	25	873.6
Turbogás	Diésel	9	18	872.7
Hidroeléctrico	Agua	16	52	740.3
Eololéctrica	Viento	2	7	85.7
Unidades Móviles	Diésel	0	5	56.5
Combustión Interna	Diésel	2	9	25.6
Solar Fotovoltaica	Radiación Solar	1	1	5.0
<b>Total</b>		<b>46</b>	<b>155</b>	<b>8833.3</b>

#### 4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes.

Generación Bruta (GWh) 2018													
Proceso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Hidroeléctrico	152.7	207.6	242.8	239.8	276.5	214.3	200.3	200.2	208.9	290.8	303.1	280.5	2,817.6
Vapor	379.1	460.8	665.7	687.9	695.1	654.0	645.3	775.1	432.0	304.6	336.1	418.0	6,453.8
Ciclo Combinado	600.7	489.2	529.5	626.6	674.1	756.1	860.7	835.8	947.9	761.3	822.7	675.2	8,579.7
Carbón	474.7	351.5	481.5	477.2	557.2	617.2	643.0	719.5	534.4	526.7	522.3	323.9	6,229.0
Turbogas	208.3	194.4	207.7	204.4	274.7	310.6	339.9	321.1	375.7	337.7	344.9	312.9	3,432.5
Geotérmica	496.4	431.7	452.5	419.7	428.8	418.4	435.7	423.5	411.4	415.7	443.8	470.8	5,248.4
Diesel	6.3	5.8	6.9	7.4	8.4	8.4	9.8	10.5	8.7	8.1	7.6	6.6	94.3
Eololéctrico	6.8	7.4	8.2	10.1	6.8	4.0	16.6	15.3	11.4	13.8	9.1	12.2	121.7
Fotovoltaica	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	8.3
<b>Total</b>	<b>2,325.4</b>	<b>2,149.1</b>	<b>2,595.5</b>	<b>2,674.0</b>	<b>2,922.7</b>	<b>2,984.0</b>	<b>3,152.0</b>	<b>3,301.5</b>	<b>2,931.0</b>	<b>2,659.4</b>	<b>2,790.1</b>	<b>2,500.5</b>	<b>32,985.4</b>

Generación Bruta (GWh) 2019													
Proceso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Hidroeléctrico	184.8	188.5	189.1	175.8	219.2	164.2	138.1	121.0	113.1	195.8	166.9	128.8	1,985.1
Vapor	290.8	708.2	768.3	703.1	1,080.9	913.1	689.9	768.6	572.1	523.0	648.8	512.1	8,178.9
Ciclo Combinado	724.9	518.2	539.9	669.2	840.8	708.7	677.2	778.5	783.0	810.0	633.4	822.2	8,506.0
Carbón	386.5	535.6	564.1	517.5	473.0	440.7	464.9	598.3	598.6	395.0	314.5	311.6	5,600.2
Turbogas	347.9	370.9	395.9	453.2	515.5	491.2	475.0	463.6	404.6	317.3	266.3	265.1	4,766.6
Geotérmica	459.2	439.0	466.2	435.3	458.1	443.3	452.2	445.5	418.0	418.4	389.4	420.3	5,244.9
Diesel	6.3	5.5	7.1	6.3	6.8	8.3	8.7	7.4	6.3	6.3	6.2	6.6	81.8
Eololéctrico	12.7	6.3	5.1	6.3	2.1	3.8	9.0	5.0	6.9	5.0	5.4	5.8	73.4
Fotovoltaica	0.4	0.5	0.0	0.8	1.0	0.0	2.4	0.8	0.7	0.7	0.5	0.4	8.2
<b>Total</b>	<b>2,413.4</b>	<b>2,772.8</b>	<b>2,935.7</b>	<b>2,967.5</b>	<b>3,597.3</b>	<b>3,173.2</b>	<b>2,917.4</b>	<b>3,188.7</b>	<b>2,903.3</b>	<b>2,671.4</b>	<b>2,431.4</b>	<b>2,472.9</b>	<b>34,445.0</b>

Diferencia Generación Bruta (GWh)													
Proceso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Annual
Hidroeléctrico	32.0	-19.1	-53.7	-64.0	-57.3	-50.1	-62.2	-79.3	-95.8	-95.1	-136.2	-151.7	-832.5
Vapor	-88.3	247.4	102.6	15.1	385.7	259.1	44.6	-6.5	140.1	218.4	312.7	94.1	1,725.1
Ciclo Combinado	124.2	29.0	10.5	42.7	166.7	-47.4	-183.5	-57.2	-164.9	48.7	-189.3	147.0	-73.7
Carbón	-88.2	184.1	82.6	40.3	-84.1	-176.5	-178.1	-121.2	64.2	-131.7	-207.9	-12.3	-628.9
Turbogas	139.5	176.5	188.3	248.8	240.7	180.6	135.1	142.5	28.9	-20.4	-78.6	-47.8	1,334.1
Geotérmica	-37.2	7.3	13.7	15.6	29.3	24.8	16.5	22.1	6.5	2.7	-54.4	-50.5	-3.5
Diesel	0.0	-0.3	0.2	-1.0	-1.6	-0.2	-1.1	-3.1	-2.4	-1.8	-1.3	0.0	-12.5
Eololéctrico	5.9	-1.1	-3.1	-3.8	-4.7	-0.2	-7.6	-10.2	-4.5	-8.8	-3.7	-6.3	-48.3
Fotovoltaica	-0.1	-0.1	-0.8	-0.1	-0.0	-0.9	1.7	0.1	0.0	0.1	0.0	-0.0	-0.1
<b>Total</b>	<b>88.0</b>	<b>623.7</b>	<b>340.2</b>	<b>293.5</b>	<b>674.7</b>	<b>189.3</b>	<b>-234.6</b>	<b>-112.9</b>	<b>-27.8</b>	<b>12.0</b>	<b>-358.8</b>	<b>-27.6</b>	<b>1,459.7</b>

Generación Neta (GWh) 2018													
Proceso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	149.1	203.8	238.8	236.5	272.3	210.0	195.8	195.6	204.2	285.6	298.8	275.4	2,766.1
Vapor	346.8	426.0	617.6	636.5	640.8	606.9	593.9	715.0	394.0	276.4	306.6	383.5	5,943.9
Ciclo Combinado	586.0	476.5	514.1	608.6	653.5	734.9	834.8	812.6	919.3	737.0	797.4	654.6	8,329.4
Carbón	429.3	318.3	439.7	436.5	509.8	566.3	587.7	659.6	485.6	483.0	480.0	294.5	5,690.2
Turbogas	205.2	191.4	204.2	201.3	270.1	306.4	335.3	316.6	370.7	333.1	340.5	308.7	3,383.6
Geotérmica	469.7	408.2	427.9	396.8	405.4	395.4	411.3	399.5	388.9	393.1	420.0	445.7	4,961.9
Diesel	5.7	5.3	6.3	6.8	7.8	7.8	9.1	9.7	8.0	7.5	6.2	6.0	86.0
Eoloeléctrico	6.7	7.4	8.2	10.1	6.8	4.0	16.5	15.2	11.3	13.7	9.0	12.1	120.9
Fotovoltaica	0.5	0.6	0.8	0.9	1.0	0.9	0.7	0.7	0.7	0.6	0.5	0.4	8.3
<b>Total</b>	<b>2,199.0</b>	<b>2,037.4</b>	<b>2,457.4</b>	<b>2,534.0</b>	<b>2,767.5</b>	<b>2,832.6</b>	<b>2,985.1</b>	<b>3,124.5</b>	<b>2,782.6</b>	<b>2,530.2</b>	<b>2,658.9</b>	<b>2,381.0</b>	<b>31,290.3</b>

Generación Neta (GWh) 2019													
Proceso	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrico	180.7	185.3	185.9	173.1	215.8	160.7	134.3	116.9	109.3	190.9	162.5	124.1	1,939.3
Vapor	268.0	660.4	712.3	651.5	1,012.3	846.0	633.8	711.9	524.4	483.4	602.0	476.1	7,582.2
Ciclo Combinado	706.6	504.2	524.3	648.1	815.8	688.5	657.1	754.7	759.8	786.9	613.9	799.8	8,259.7
Carbón	351.5	491.7	516.8	474.6	430.8	400.9	423.6	548.7	548.2	355.8	284.2	278.4	5,105.2
Turbogas	343.9	366.9	391.1	448.0	509.4	485.6	469.4	458.0	399.5	313.2	262.3	261.0	4,708.4
Geotérmica	434.3	415.8	441.4	411.3	432.6	418.7	426.6	419.3	393.6	394.2	370.1	396.5	4,954.2
Diesel	5.7	5.0	6.4	5.7	6.1	7.5	7.9	6.7	5.6	5.6	5.7	6.0	73.8
Eoloeléctrico	12.6	6.2	5.0	6.2	2.0	3.8	8.9	5.0	6.8	5.0	5.3	5.8	72.7
Fotovoltaica	0.4	0.5	0.0	0.8	1.0	0.0	2.4	0.8	0.7	0.7	0.5	0.4	8.2
<b>Total</b>	<b>2,303.8</b>	<b>2,636.0</b>	<b>2,783.3</b>	<b>2,819.2</b>	<b>3,425.7</b>	<b>3,011.7</b>	<b>2,764.0</b>	<b>3,021.8</b>	<b>2,747.8</b>	<b>2,535.6</b>	<b>2,306.5</b>	<b>2,348.1</b>	<b>32,703.4</b>

Hidroeléctrico	31.6	-18.6	-52.9	-63.5	-56.5	-49.3	-61.5	-78.8	-95.0	-94.7	-136.3	-151.4	-826.8
Vapor	-78.7	234.4	94.8	14.9	371.5	239.1	39.9	-3.0	130.5	206.9	295.4	92.6	1,638.2
Ciclo Combinado	120.6	27.7	10.2	39.5	162.2	-46.4	-177.7	-57.9	-159.5	49.9	-183.4	145.2	-69.7
Carbón	-77.8	173.4	77.2	38.1	-79.0	-165.4	-164.1	-111.0	62.6	-127.3	-195.8	-16.1	-585.1
Turbogas	138.8	175.5	186.9	246.7	239.3	179.2	134.0	141.4	28.8	-19.9	-78.2	-47.8	1,324.8
Geotérmica	-35.4	7.7	13.4	14.5	27.2	23.2	15.3	19.8	4.7	1.0	-49.9	-49.2	-7.8
Diesel	-0.1	-0.3	0.1	-1.1	-1.7	-0.3	-1.2	-3.0	-2.4	-1.9	-0.5	0.0	-12.2
Eoloeléctrico	5.9	-1.1	-3.1	-3.8	-4.7	-0.2	-7.6	-10.2	-4.5	-8.8	-3.7	-6.3	-48.2
Fotovoltaica	-0.1	-0.1	-0.8	-0.1	-0.0	-0.9	1.7	0.1	0.0	0.1	0.0	-0.0	-0.1
<b>Total</b>	<b>104.8</b>	<b>598.6</b>	<b>325.9</b>	<b>285.2</b>	<b>658.2</b>	<b>179.1</b>	<b>-221.2</b>	<b>-102.6</b>	<b>-34.7</b>	<b>5.4</b>	<b>-352.5</b>	<b>-32.9</b>	<b>1,413.1</b>

## 5. Utilización de Fuentes primarias.

2018													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJ)	3,930,387	4,820,754	6,966,172	7,235,145	7,316,994	7,008,205	6,944,010	8,472,445	4,776,723	3,333,019	3,792,804	4,658,738	69,255,397
Diesel (GJ)	371,592	1,004,251	830,133	1,302,071	1,620,122	1,817,331	1,616,283	1,873,772	2,725,325	1,664,220	1,455,008	1,193,471	17,473,578
Gas (TJ)	7,618	5,927	6,399	6,523	7,492	8,343	9,031	8,748	8,718	8,053	8,498	7,704	93,054
Carbón (TJ)	4,926	3,657	4,963	4,901	5,833	6,450	6,809	7,879	5,862	5,515	5,388	3,310	65,493
Vapor Geotérmico (TJ)	10,495	9,120	9,558	8,908	9,253	9,164	9,637	9,496	9,273	9,159	9,510	10,402	113,974
Agua Turbinada (Mm3)	594	1,099	1,492	1,597	1,973	1,475	1,273	1,011	1,081	1,364	1,657	1,671	16,287

2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJ)	3,247,800	7,531,413	8,246,142	7,577,485	11,506,812	9,838,565	7,410,777	8,361,679	6,534,242	5,874,833	7,031,492	5,404,338	88,565,578
Diesel (GJ)	1,207,740	1,669,071	1,390,634	2,454,071	2,949,687	2,715,249	2,877,525	2,291,986	1,529,034	1,195,054	873,763	476,043	21,629,856
Gas (TJ)	9,339	7,365	7,977	7,778	9,260	9,757	9,183	9,874	8,833	7,663	5,574	8,768	101,371
Carbón (TJ)	3,864	5,488	5,710	5,202	4,688	4,441	4,649	6,196	6,149	4,073	3,203	3,098	56,762
Vapor Geotérmico (TJ)	10,172	9,515	10,094	9,137	9,787	9,596	9,806	9,520	8,965	8,419	8,152	8,499	111,661
Agua Turbinada (Mm3)	1,039	1,172	1,214	1,202	1,688	1,024	730	543	497	681	713	647	11,150

Diferencia													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (GJ)	-682,587	2,710,659	1,279,970	342,340	4,189,817	2,830,359	466,768	-110,767	1,757,519	2,541,815	3,238,687	745,600	19,310,180
Diesel (GJ)	836,149	664,820	560,501	1,152,000	1,329,565	897,918	1,261,242	418,214	-1,196,291	-469,166	-581,245	-717,428	4,156,278
Gas (TJ)	1,721	1,438	1,578	1,255	1,768	1,414	152	1,126	115	-390	-2,924	1,063	8,317
Carbón (TJ)	-1,062	1,831	747	301	-1,145	-2,009	-2,159	-1,683	287	-1,442	-2,184	-212	-8,731
Vapor Geotérmico (TJ)	-322	395	536	229	534	432	168	24	-308	-740	-1,358	-1,903	-2,313
Agua Turbinada (Mm3)	445	73	-278	-395	-285	-451	-543	-468	-583	-683	-944	-1,024	-5,138

## 6. Participación de energías limpias en la generación anual.

Para representar la participación de energías limpias se utiliza el indicador de Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables, siendo esta, la cantidad de energía generada sin emisión de gases de tipo invernadero (hídrica, geotérmica, eólica, foto voltaica y nuclear), referenciado a la energía neta generada, expresada en porcentaje.

Porcentaje de Energías Limpias (%) 2019												
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Geotérmica	18.85	15.78	15.86	14.59	12.63	13.90	15.43	13.88	14.32	15.55	16.05	16.88
Hidroeléctrica	7.84	7.03	6.68	6.14	6.30	5.34	4.86	3.87	3.98	7.53	7.05	5.28
Eoloeléctrica	0.55	0.24	0.18	0.22	0.06	0.13	0.32	0.16	0.25	0.20	0.23	0.25
Fotovoltaica	0.02	0.02	0.00	0.03	0.03	0.00	0.09	0.02	0.02	0.03	0.02	0.02

Las Centrales Geotermoeléctricas Cerro Prieto, Los Azufres, Humeros y Tres Vírgenes lograron una Generación Neta de 4,954.2 GWh lo que representa un 15.1% del total de la Generación Neta de la EPS VI.

Las Centrales Hidroeléctricas Temascal, Mazatepec, Tuxpango, Chilapan, Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta), Minas, José Cecilio del Valle, Encanto, Colotlipa, Bombaná, Ixtaczoquitlán, Texolo, Tamazulapan, Portezuelos I, Portezuelos II y Shpoiná, aportaron una Generación Neta de 1,939.28 GWh lo que representa un 5.9% del total de la Generación Neta de la EPS VI.

Las Centrales Eoloeléctricas La Venta y Yumil'iik alcanzaron una Generación Neta de 72.66 GWh lo que representa un 0.22% del total de la Generación Neta de la EPS VI.

La Central Fotovoltaica Cerro Prieto obtuvo una Generación Neta de 8.16 GWh lo que representa un 0.025% del total de la Generación Neta de la EPS VI.

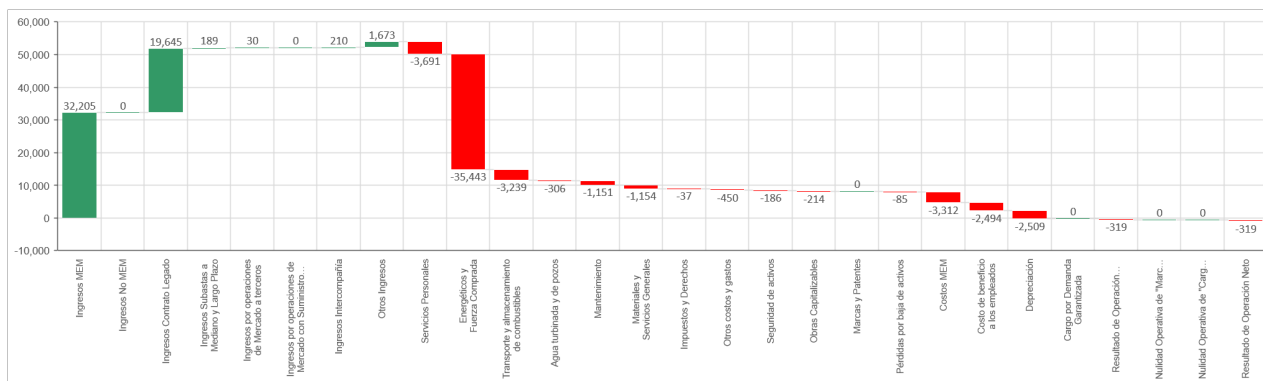
## 7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista<sup>18</sup>.

En el periodo comprendido de enero a diciembre de 2019, se obtuvo un resultado de operación neto de (319 MDP). CFE Generación VI, participó en las siguientes operaciones de mercado:

- Ingresos por venta de energía por 43,636 mdp, ingresos por venta de potencia por 8,379 mdp y Otros ingresos por 1,937 mdp, obteniendo un total de ingresos de 53,952 mdp.
- Costos de energéticos, agua turbinada y otros combustibles por 35,749 mdp, transporte y almacenamiento de combustibles por 3,239 mdp y Otros costos por 15,283 mdp, para un total de costos y gastos de 54,271 mdp.

<sup>18</sup> La información financiera es preliminar, sujeta a cambios por el proceso de cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados.

Gráfica de operaciones en el MEM



Las cifras financieras son preliminares al 31 de diciembre de 2019. La descripción resumida de las cuentas correspondientes a ingresos principales, costos y gastos, se indica en la sección 8 del presente documento

### 8. Tablero de principales indicadores financieros<sup>19</sup>.

- Resultado de Operación (RO)
- Ingresos
- Costos y Gastos

2018 MDP													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	1,351	(2,477)	(571)	37	(331)	1,594	28	623	476	714	(866)	4,185	4,763
Ingresos	5,071	1,281	3,308	4,170	4,319	5,676	3,974	6,919	5,064	2,726	3,706	3,002	49,216
Costos y Gastos	3,719	3,760	3,879	4,132	4,651	4,082	3,946	6,296	4,588	2,012	4,572	(1,184)	44,453

2019 MDP													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	(212)	437	1,685	(668)	69	277	(141)	(838)	(466)	(112)	(1,320)	970	(319)
Ingresos	3,037	4,159	5,789	4,556	5,945	5,861	4,931	4,686	4,248	4,080	2,938	3,722	53,952
Costos y Gastos	3,249	3,720	4,104	5,223	5,876	5,585	5,072	5,525	4,714	4,193	4,259	2,751	54,271

<sup>19</sup> Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.



Diferencias (2019 menos 2018) MDP													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	(1,563)	2,914	2,256	(705)	400	(1,317)	(169)	(1,461)	(942)	(826)	(454)	(3,215)	(5,082)
Ingresos	(2,034)	2,878	2,481	386	1,626	185	957	(2,233)	(816)	1,354	(768)	720	4,736
Costos y Gastos	(470)	(40)	225	1,091	1,225	1,503	1,126	(771)	126	2,181	(313)	3,935	9,818

Los importes anuales de Ingresos 53,952 mdp, Costos y Gastos 54,271 mdp y Resultado de Operación de -319 mdp son referencia de la tabla de la sección 7 del presente documento.

Los ingresos incrementaron en un 10% equivalente a 4,736 MDP debido al incremento en la Capacidad Efectiva y Generación Neta derivado de 4 proyectos durante el 2019 (RM de la Unidad 4 de la CT López Portillo, RM de la CH Temascal, CCC Empalme I y Unidad 18 de la CG Azufres); sin embargo, los Costos y Gastos se incrementaron en un 22% equivalente a 9,818 MDP dando un resultado de operación desfavorable al cierre preliminar del ejercicio 2019 viéndose disminuido en un 107% en comparación con el 2018 afectado principalmente por:

- Los ingresos por potencia tanto de Centrales que se encuentran en el Contrato Legado y aquellas No legadas, no cubren los Costos Fijos que se erogan.
- Alto consumo y precio de combustibles (combustóleo y diésel) a fin de satisfacer la alta demanda y confiabilidad del Sistema (Península de Yucatán) representando un incremento del 22%.
- Incremento en materiales y servicios generales en el rubro de mantenimientos efectuados para garantizar la confiabilidad del parque de centrales.
- El rubro de transporte y almacenamiento de los combustibles también se incrementó en un 37% principalmente por el pago de Reserva de Capacidad.

### 9. Tablero de principales indicadores operativos.

2018													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447	7,447
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	2,199	2,037	2,457	2,534	2,768	2,833	2,985	3,124	2,783	2,530	2,659	2,381	31,290
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ/KWh)	13,508	13,559	13,124	12,878	13,001	12,681	12,899	12,918	13,215	13,246	13,100	13,710	13,123
Factor de Planta (%)	38.9	39.8	43.4	45.8	48.1	51.4	50.8	54.1	47.6	42.4	45.6	40.3	45.7
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	28.5	30.4	27.5	25.4	24.8	21.5	20.9	19.6	21.7	27.4	27.4	30.8	25.1
Indisponibilidad por Falla (%)	11.3	17.6	13.5	13.9	15.6	17.9	14.7	15.1	23.7	26.3	19.3	11.4	16.7
Indisponibilidad por Decremento (%)	3.7	3.7	3.3	4.9	5.9	5.8	7.0	7.4	6.7	3.3	2.1	1.8	4.6
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	2	5	13	7	8	0	1	4	2	11	6	5	64
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	6	364	519	178	591	0	3	53	110	698	52	477	3,051
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

2019													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,498	7,498	7,498	7,498	7,498	7,498	7,498	7,498	7,498	7,524	7,524	8,268	8,268
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	2,304	2,636	2,783	2,819	3,426	3,012	2,764	3,022	2,748	2,536	2,306	2,348	32,703
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / KWh)	13,271	13,114	13,061	12,932	12,751	12,842	13,041	12,816	13,079	13,250	13,428	12,328	12,976
Factor de Planta (%)	40.2	50.7	48.6	48.6	56.6	54.6	48.6	52.1	47.0	39.7	36.8	36.8	46.6
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	27.3	23.1	22.7	21.0	19.0	19.4	20.7	17.9	18.6	23.3	23.3	22.4	21.3
Indisponibilidad por Falla (%)	10.9	11.1	11.4	8.4	10.2	12.5	10.4	9.5	9.9	8.8	6.6	4.0	9.4
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.8	4.5	5.6	4.1	5.8	7.4	6.2	7.7	8.5	6.1	4.1	2.3	5.3
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	5	16	22	23	26	13	13	4	8	10	21	24	185
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	443	1,493	1,189	1,731	536	205	32	7	125	29	270	220	6,281
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	6,034	8,537	17,120	28,722	37,818	49,843	44,558	72,360	105,390	127,464	184,983	405,469	1,088,296
Diferencias													
Ind	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	51	51	51	51	51	51	51	51	51	77	77	821	821
Generación Neta de Energía Eléctrica (GW)	105	599	326	285	658	179	-221	-103	-35	5	-352	-33	1,413
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / KWh)	-238	-445	-63	53	-250	162	142	-101	-136	5	328	-1,382	-147
Factor de Planta (%)	1.3	10.9	5.2	2.8	8.4	3.2	-2.2	-1.9	-0.6	-2.7	-8.8	-3.5	0.9
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	-1.2	-7.4	-4.8	-4.4	-5.8	-2.2	-0.2	-1.6	-3.2	-4.1	-4.0	-8.4	-3.8
Indisponibilidad por Falla (%)	-0.4	-6.5	-2.1	-5.5	-5.4	-5.4	-4.3	-5.6	-13.8	-17.5	-12.7	-7.4	-7.2
Indisponibilidad por Decremento (%)	-1.9	0.9	2.3	-0.7	-0.1	1.6	-0.9	0.3	1.7	2.9	2.0	0.5	0.7
Número de Mtos. Concluidos (todos) (Núm)	3	11	9	16	18	13	12	0	6	-1	15	19	121
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	437	1,130	670	1,553	-55	205	29	-47	15	-669	218	-257	3,229
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	6,034	8,537	17,120	28,722	37,818	49,843	44,558	72,360	105,390	127,464	184,983	405,469	1,088,296

Durante 2019 se presentaron eventos que impactaron los principales indicadores operativos, resaltando los siguientes:

**Capacidad Neta:** La reprogramación en la entrada en Operación Comercial de la U11 de la CG Humeros y U18 de CG Azufres.

**Generación Neta:** La reprogramación en la entrada en operación al 100 % de su capacidad de la CCC Empalme I, fallas en las unidades 1, 3 y 4 de la CT José López Portillo, bajo despacho de la CCC Hermosillo y CH Temascal.

**Régimen Térmico Neto:** La reprogramación en la entrada en operación al 100 % de su capacidad de la CCC Empalme I, baja eficiencia de Unidades de la CG Cerro Prieto, U17 de la CG Azufres, U1 y U6 de la CT Pdte. Adolfo López Mateos y decremento en la TG3 de la CCC Huinalá.

**Factor de Planta:** La reprogramación en la entrada en operación al 100% de su capacidad de la CCC Empalme I, fallas en las unidades 1, 3 y 4 de la CT José López Portillo, bajo despacho en CCC Hermosillo, CH Temascal y CCC Dos Bocas.

**Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias:** Menor disponibilidad de recurso hídrico e incremento en la generación con combustibles fósiles, principalmente en la Península de Yucatán, por contingencia en líneas de transmisión de la red de 400 kV.

**Indisponibilidad por Falla:** Por fallas en las Unidades 1, 3 y 4 de la CT José López Portillo, Unidades 3, 7 y 8 de la CCC Huinalá I y II, Unidades de la CT Lerma y Unidades 6, 13 y 15 de la CG Azufres.

**Número de Mttos. concluidos:** De los 213 mantenimientos programados a concluir, se concluyeron 175 mantenimientos, se encuentran en proceso 7, se reprogramaron 31 mantenimientos. Adicionalmente, se efectuaron 10 mantenimientos adicionales.

**Capacidad Mantenida:** La reprogramación de los mantenimientos que afectan la capacidad mantenida en 1,067 MW incluyendo los mantenimientos que están en proceso.

**Energía no Generada por Mantenimiento Extendido:** Atención de hallazgos detectados durante la ejecución del mantenimiento, lo que implicó retrasar la fecha de término programada en unidades generadoras de la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Peninsular y Sureste.

## 10. Principales proyectos de infraestructura 2019

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
RM CT José Lopez Portillo	2,996.00	Repotenciación de las 4 unidades con un incremento de 30 MW por unidad.
RM CH Temascal	370.94	Mantenimiento y Rehabilitación de 4 unidades de 38.5 MW mejorando su eficiencia.
CCC Empalme I	6,675.80	Incremento de capacidad media anual de 770 MW.
CG Azufres III Fase II	717.99	Incremento de capacidad geotérmica media anual de 25 MW.
<b>Total</b>	<b>10, 760.73</b>	

## 11. Principales mantenimientos a Unidades Generadoras.

Mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CCC Cogeneración Salamanca U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U2	6.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Cogeneración Salamanca U3	4.87	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U1	0.98	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U1	36.20	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U2	1.10	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U2	0.57	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U2	0.75	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Dos Bocas U5	3.26	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Felipe Carrillo Puerto U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Felipe Carrillo Puerto U4	0.20	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Felipe Carrillo Puerto U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Hermosillo U1	2.30	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Hermosillo U2	1.67	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá U1	7.35	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá U2	11.65	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá U4	3.57	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá II U7	1.25	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá II U7	0.41	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá II U7	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá II U8	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCC Huinalá II U8	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U1	9.48	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U2	0.16	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U2	10.05	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U3	3.09	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U4	0.07	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U4	0.15	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U5	0.27	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos U5	0.08	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Guerrero Negro Dos UME-08U8	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Holbox U7	1.93	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Holbox U8	1.34	Mantener la condición operativa de la unidad.
CCI Holbox U9	1.36	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE La Venta U6	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CE Yuumil Ilk U8	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CFV Cerro Prieto U14	0.13	Mantener la condición operativa de la unidad.
CFV Cerro Prieto U14	0.24	Mantener la condición operativa de la unidad.
CFV Cerro Prieto U14	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Cerro Prieto U9	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.

Mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CG Humeros U8	3.42	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Humeros U9	19.17	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Humeros U10	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Humeros U11	11.83	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U2	3.84	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U13	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U13	0.91	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U14	2.09	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U15	16.07	Mantener la condición operativa de la unidad.
CG Los Azufres U16	12.38	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Bombana U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Bombana U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Chilapan U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Chilapan U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Chilapan U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Chilapan U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Colotlipa U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Colotlipa U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Colotlipa U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Colotlipa U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Encanto U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Encanto U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Gral. Ambrosio Figueroa U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Gral. Ambrosio Figueroa U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Gral. Ambrosio Figueroa U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Gral. Ambrosio Figueroa U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Gral. Ambrosio Figueroa U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH José Cecilio Del Valle U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Mazatepec U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Mazatepec U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Mazatepec U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Mazatepec U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Minas U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Minas U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Minas U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Portezuelo I U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Portezuelo I U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Portezuelo I U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Portezuelo II U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Portezuelo II U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Schpoina U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Schpoina U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tamazulapan U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tamazulapan U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tamazulapan U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Temascal U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Temascal U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Temascal U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Temascal U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Temascal U6	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Texolo U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Texolo U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tuxpango U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tuxpango U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CH Tuxpango U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Carlos Rodríguez Rivero U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.

Mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CT Carlos Rodríguez Rivero U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Carlos Rodríguez Rivero U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U1	1.11	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U1	0.15	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U1	3.84	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U1	0.14	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U2	1.28	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U2	0.48	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U2	0.15	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Felipe Carrillo Puerto U2	0.25	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT José López Portillo U1	14.50	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT José López Portillo U1	189.35	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT José López Portillo U4	61.49	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U2	13.08	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U2	8.03	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U3	1.26	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U3	17.34	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U4	1.18	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Lerma U4	20.13	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Mérida IIU1	0.62	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Mérida II U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Mérida II U2	103.39	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Mérida II U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U1	6.91	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U1	6.31	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U2	8.72	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U2	11.43	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U3	7.76	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U3	16.59	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U5	13.92	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U5	146.45	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U6	8.57	Mantener la condición operativa de la unidad.
CT Pdte. Adolfo López Mateos U6	20.01	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U1	1.97	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U2	1.60	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U5	0.67	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Cancún U5	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Carmen U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Carmen U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Carmen U2	8.94	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Carmen U3	2.06	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U1	1.24	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U2	1.69	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U4	9.40	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Chankanaab U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.

Mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CTG Chankanaab U4	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Mérida II U3	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U1	1.34	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Nizuc U2	0.20	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U1	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U2	4.25	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha U2	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
CTG Xul Ha UME 06	0.00	Mantener la condición operativa de la unidad.
<b>Total</b>	<b>897.99</b>	

El costo de mantenimiento de las Centrales Hidroeléctricas se cataloga en cuentas de costos como Gasto Corriente por lo cual no se incluye en la tabla de Monto de Inversión.

Durante el 2019, los recursos aplicados al mantenimiento de unidades generadoras tuvieron como objetivo detener el deterioro y recuperación de la infraestructura de las centrales de generación, el beneficio en los indicadores se verá reflejado en el mediano plazo, cuando las unidades se encuentren en óptimas condiciones de operación.

## 12. Actividades del Consejo de Administración.

Durante el 2019 se llevaron a cabo tres sesiones del Consejo de Administración de la CFE Generación VI, la octava extraordinaria, el 21 de junio con 13 acuerdos, la novena ordinaria, el 07 de noviembre con 18 acuerdos y la décima ordinaria, el 03 de diciembre con 2 acuerdos.



### 13. Fotos de la infraestructura



Imagen 1: Central Geotérmica Humeros



Imagen 2: Central Termoeléctrica Pdte. Adolfo López Mateos



Imagen 3: Central Hidroeléctrica Encanto



Imagen 4: Central Termoeléctrica Felipe Carrillo Puerto



Imagen 5: Central Turbogas Chankanaab

# GENERADOR DE INTERMEDIACIÓN

## FILIAL CFE INTERMEDIACIÓN DE CONTRATOS LEGADOS

La Filial CFE-Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. (CFE ICL) tiene como objeto administrar, en nombre de la Comisión Federal de Electricidad, los Contratos de Interconexión Legados, así como representar en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a las Unidades de Central Eléctrica que se encuentran bajo el amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y su Reglamento, con permisos de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, importación y exportación. En congruencia, sus principales objetivos son:

- 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.

A partir de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) dejó de otorgar permisos bajo el amparo de LSPEE, y se creó un padrón de solicitudes que obtuvieron o están en proceso de un Permiso de Generación, de acuerdo con las Bases de Mercado. Estos permisos solo pueden ser representados por el Generador de Intermediación (CFE Intermediación de Contratos Legados).

En este sentido, la fecha límite para la entrada en operación comercial de estos permisos fue diciembre 2019, de acuerdo con el Décimo Transitorio de la LIE. Sin embargo, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el 10 de abril 2019, emitió una definición de causas justificadas por las que se podrá extender dicho plazo. Por tal motivo, se estima que la Filial estaría operando hasta el año 2039.

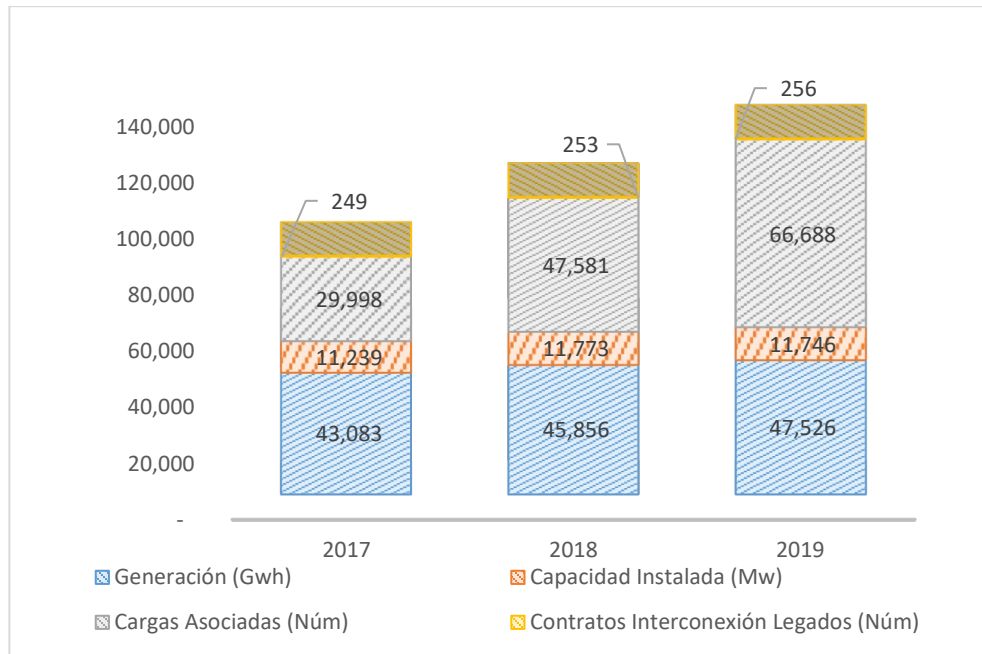
### Evolución CFE ICL 2017-2019

Durante el año 2019 iniciaron operación comercial 13 Contratos de Interconexión Legados y 10 Contratos terminaron vigencia o migraron al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)., Por lo tanto, en relación al año 2018, existió un incremento de 3 Permisionarios, lo cual significó un aumento en la Generación de la Filial. El principal incremento se presentó en el concepto de Cargas Asociadas a los Contratos, con 19,107 que corresponde a un 28.65 %.En contraste , existió una disminución en la Capacidad Instalada principalmente por exclusión o migración parcial de capacidad al MEM.

La siguiente tabla muestra con más detalle el comparativo:

Concepto	UM	2017	2018	2019	Diferencia 2018-2019	Variaciones (%)
						2018 a 2019
1. Contratos Interconexión Legados operando	#	249	253	256	3	1.17%
2. Cargas Asociadas	#	29,998	47,581	66,688	19,107	28.65%
3 Capacidad Instalada	MW	11,239	11,773	11,746	-27	-0.23%
4. Generación Contrato Interconexión Legado	GWh	43,083	45,856	47,526	1670	3.51%
5. Volumen de Energía Porteadada	GWh	36,850	38,818	40,541	1723	4.25%





Las definiciones de los conceptos anteriores son las siguientes:

- Contratos Interconexión Legados operando.**  
Número de Contratos de Interconexión Legados formalizados y en operación comercial.
- Cargas Asociadas a Permisionarios.**  
Centros de Carga contenidos en un CIL previamente autorizados por la Comisión Reguladora de Energía incluidos en un convenio de transmisión vigente.
- 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.
- Generación Contrato Interconexión Legado.**  
Energía inyectada al Sistema Eléctrico Nacional, por los titulares de los CIL's. (GWH)
- 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).

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.

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
<b>Contratos Interconexión Legados operando</b>	250	248	248	248	248	244	246	248	249	249	252	253	<b>253</b>
<b>Cargas Asociadas</b>	29,605	32,474	31,426	31,708	31,726	30,591	40,281	41,384	41,402	41,818	45,591	47,581	<b>47,581</b>
<b>Capacidad Instalada MW</b>	11,300	11,338	11,074	11,074	11,074	10,757	10,817	10,848	10,851	10,851	11,136	11,773	<b>11,773</b>
<b>Generación Contrato Interconexión Legado GWh</b>	4,275	3,242	3,915	3,813	3,625	3,583	4,191	4,023	3,513	3,874	3,633	4,169	<b>45,856</b>

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
<b>Volumen de Energía Porteada GWh</b>	3,156	2,942	3,381	3,107	3,191	3,147	3,373	3,416	3,147	3,390	3,228	3,339	<b>38,818</b>

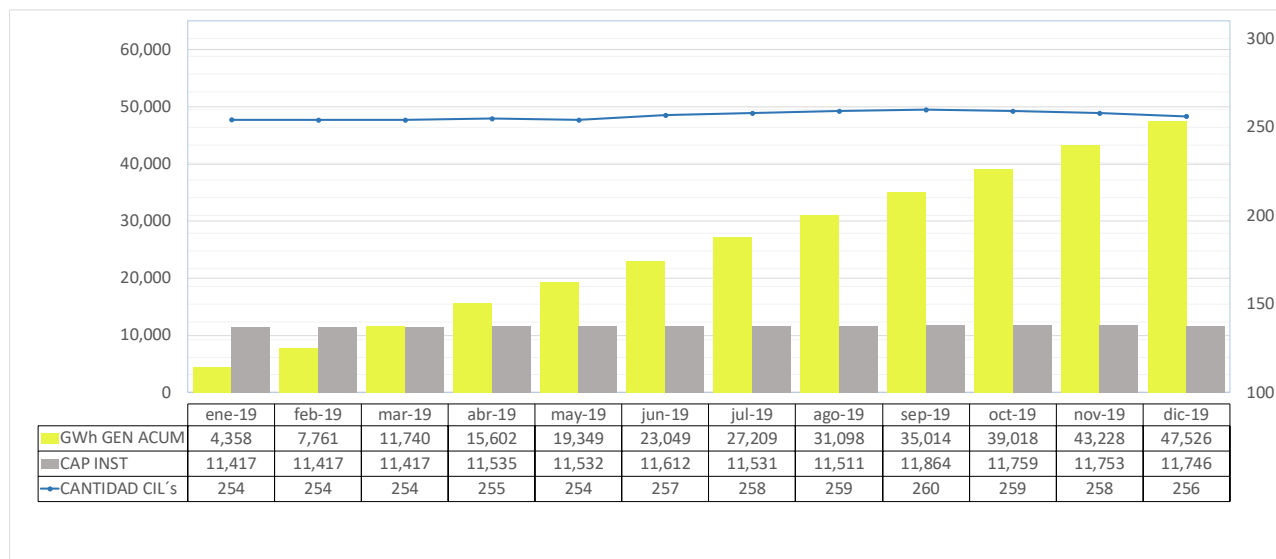
Evolutivo 2018

Durante el 2019 existió un incremento del 1.17 % en los Contratos de Interconexión Legado, un 28.65 % respecto a las cargas asociadas y un -0.23 % en la Capacidad Instalada.

Evolutivo 2019

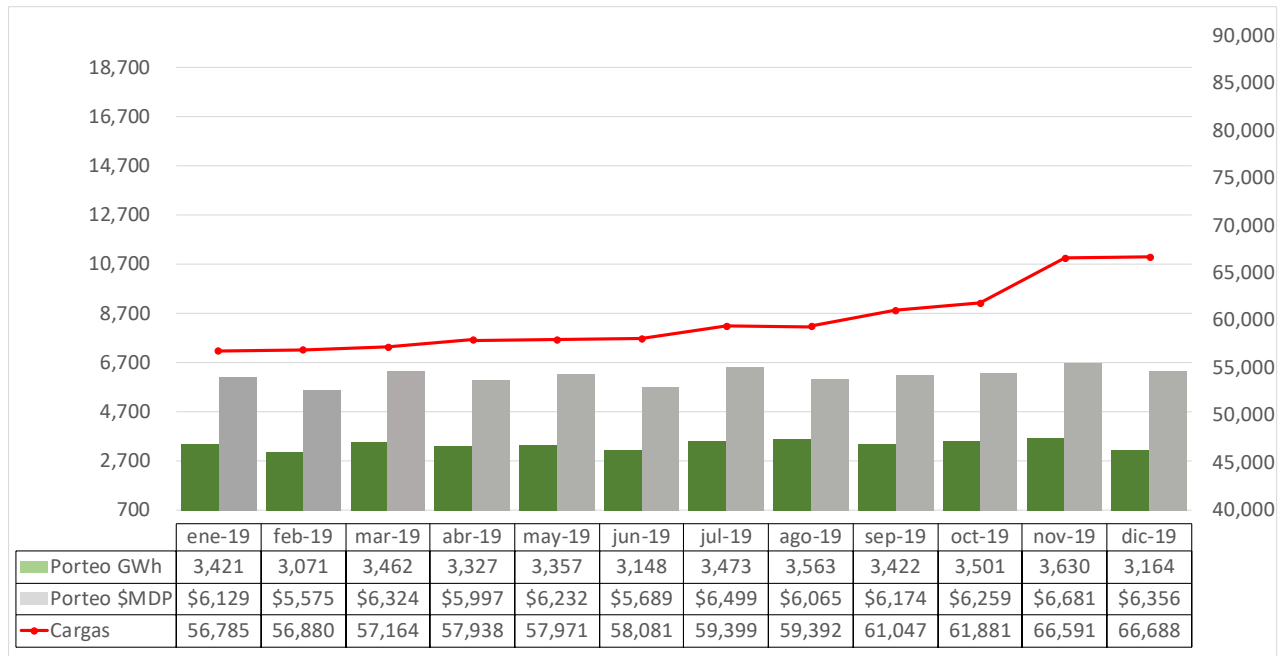
Concepto	ene-19	feb-19	mar-19	abr-19	may-19	jun-19	jul-19	ago-19	sep-19	oct-19	nov-19	dic-19	Total
<b>Contratos Interconexión Legados operando</b>	254	254	254	255	254	257	258	259	260	259	258	256	<b>256</b>
<b>Cargas Asociadas</b>	56,785	56,880	57,164	57,938	57,971	58,081	59,399	59,392	61,047	61,881	66,591	66,688	<b>66,688</b>
<b>Capacidad Instalada MW</b>	11,417	11,417	11,417	11,535	11,532	11,612	11,531	11,511	11,864	11,759	11,753	11,746	<b>11,746</b>
<b>Generación Contrato Interconexión Legado GWh</b>	4,358	3,403	3,979	3,861	3,747	3,701	4,160	3,889	3,916	4,004	4,210	4,299	<b>47,526</b>
<b>Volumen de Energía Porteada GWh</b>	3,421	3,071	3,462	3,327	3,357	3,148	3,473	3,563	3,422	3,501	3,630	3,164	<b>40,541</b>

Las Variaciones de incremento entre los años 2018 y 2019 fueron de un 1.17 % en los Contratos de Interconexión Legados, un 28.65 % respecto a las cargas asociadas, -0.23 % respecto a la Capacidad Instalada, 3.51 % en la Generación y un aumento del 4.25 % en el Volumen de energía Porteada.



Permisarios Activos y Energía Generada





Energía Porteada y Cargas Asociadas

Por tecnología de los permisionarios, al cierre del año 2019, la composición fue la siguiente:

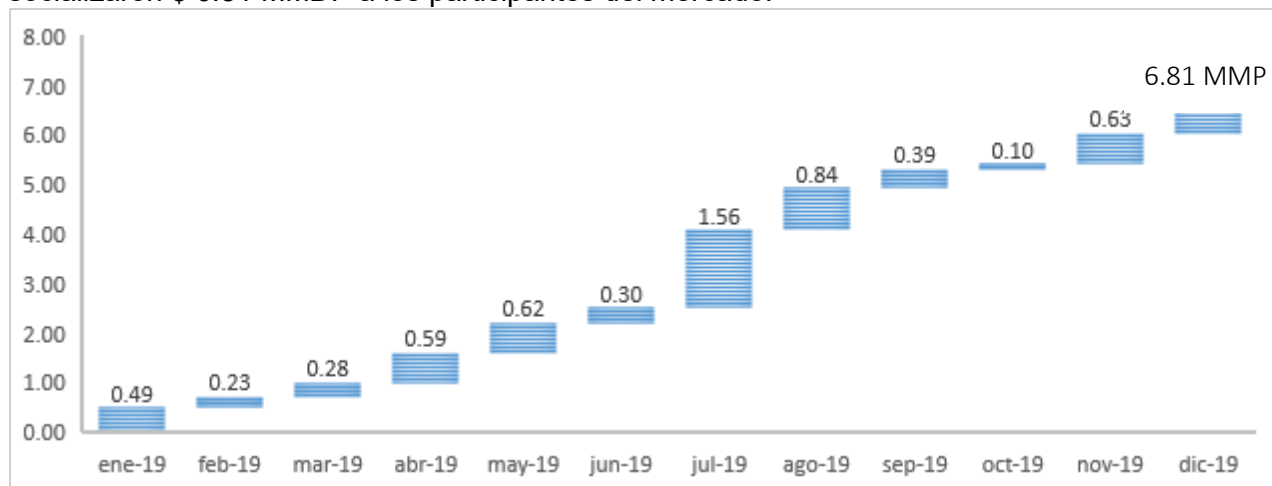
<b>TECNOLOGÍA</b>	<b>No.</b>
TERMICA	119
EÓLICA	41
COGENERACIÓN EFICIENTE	40
FOTOVOLTAICA	22
HIDROELECTRICA	17
IMPORTADOR	16
GEOTERMICA	1
<b>TOTAL</b>	<b>256</b>



Distribución de los Contratos de Interconexión Legado

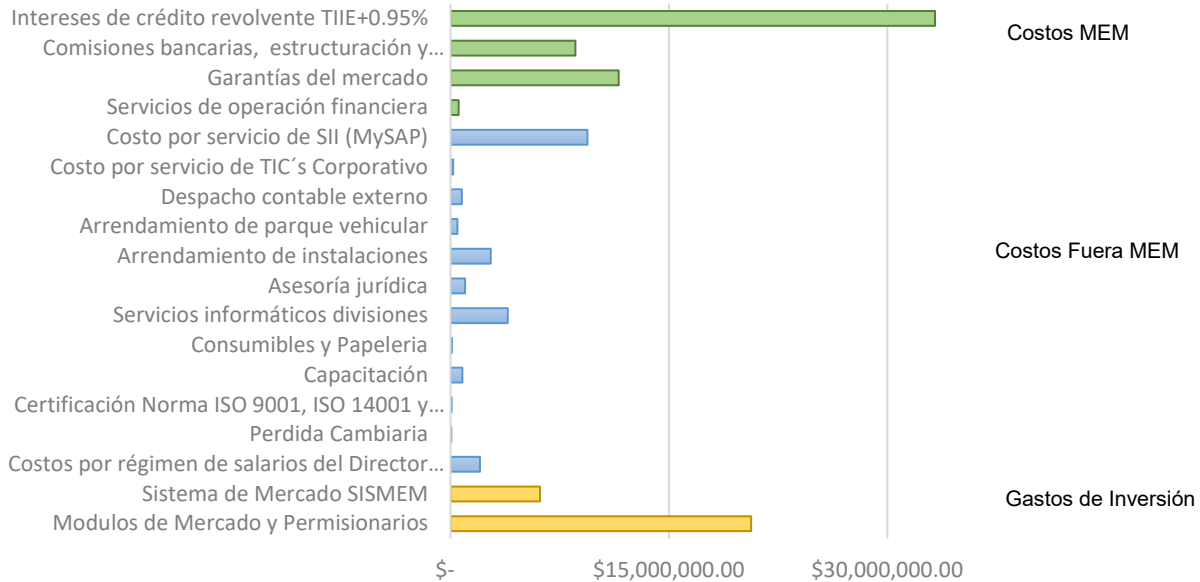
### Generador de Intermediación

La Filial CFE Intermediación de Contratos Legados realiza las funciones del Generador de Intermediación descrito en las Bases del Mercado el resultado de la operación de CFE-ICL, se integra a través de un balance financiero que contiene el saldo de las operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, más el saldo de la administración de los Contratos de Interconexión Legados y los costos operativos en los que incurre la Filial, estos últimos son autorizados por la Comisión Reguladora de Energía y el resultado neto total se socializa (pagan) entre los participantes del Mercado por medio del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), al cierre del 2019 se socializaron \$ 6.81 MMDP a los participantes del mercado.



Evolutivo Balance Financiero 2019

El 30 de septiembre 2019 la CRE, por medio del Acuerdo A/030/2019, autorizó los Costos de Operación de la Filial, para el año 2019, los cuales incluyen Costos asociados a la Operación de la Filial en el MEM, fuera del mercado y Gastos de Inversión de acuerdo con lo siguiente:



Autorización de Costos de Operación en MXN

Parte importante de la autorización de Costos para el año 2019 fueron los Gastos de Inversión, estos refieren a la automatización en los procesos de Gestión de Energía, Procesos Comerciales, Finanzas y Dirección, con que cuenta la Filial CFE ICL, con el objetivo de hacer más eficiente la administración de los Contratos de Interconexión Legados, su representación ante el Mercado Eléctrico Mayorista, sin perder el control y confiabilidad de las actividades. Estos desarrollos de sistemas y módulos permitirán reducir el personal que actualmente realiza la administración de los contratos, además de reducir los tiempos entre los procesos.

# CFE TELECOMUNICACIONES E INTERNET PARA TODOS

**CFE**Telecomunicaciones  
e Internet para Todos

## **EMPRESA PRODUCTIVA SUBSIDIARIA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD**

### **Introducción.**

En fecha 02 de agosto de 2019, se creó la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, mediante el Acuerdo de creación respectivo publicado en el Diario Oficial de la Federación.

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, nace como una empresa que cuenta con personalidad jurídica y patrimonio propios y tiene como objeto prestar y proveer servicios de telecomunicaciones, sin fines de lucro, para garantizar el derecho de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, incluido el de banda ancha e internet.

Con ello surge una empresa capaz de garantizar el derecho humano de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, así como a los servicios de radiodifusión y telecomunicaciones, incluido el de banda ancha e internet, que se encuentra plasmado en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos deberá generar valor social para el Estado Mexicano como su propietario.

Es importante señalar que su consejo de administración se instaló el 14 de octubre de 2019, y se nombró al director general para que iniciara funciones a partir del día 16 del mismo mes y año, en consecuencia, de ello, las operaciones de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, iniciaron en operación formal a partir de esa fecha.

### **Constitución de la subsidiaria, objetivos y alcance.**

La creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad denominada, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, se concretó el día 02 de agosto de 2019.

Posteriormente se presentó ante el Instituto Federal de Telecomunicaciones la solicitud y trámite para la obtención del título de concesión única para uso público, la cual fue otorgada en fecha 3 de septiembre de 2019.

Una vez obtenido el título de concesión, se celebró un convenio para realizar pruebas de verificación de la capacidad de conexión y/o cobertura de servicio de internet en diversos sitios, se llevó a cabo la realización de pruebas en diferentes sitios públicos.

También se realizaron diversos trámites para registrar el nombre CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos como marca, en consecuencia, de ello, en fecha 13 de diciembre de 2019, se otorgó por parte del Instituto Mexicano de la Propiedad Industrial, el registro correspondiente bajo el número 2066159.

### **Acciones tomadas en 2019.**

Se llevó a cabo la celebración de convenios con la finalidad de realizar pruebas de verificación de la capacidad de conexión y/o cobertura de servicio de internet en diversos sitios, los cuales no tuvieron costo para CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.

Lo anterior se realizó en 396 sitios que corresponden a 396 localidades, dentro de los cuales se encuentran 363 Centros Integradores para el Bienestar y 33 Unidades Médicas Rurales,

el número real de personas usuarias es variable, toda vez que quienes acuden a estos puntos, o se encuentran dentro de la cobertura de las pruebas antes referidas, tienen acceso gratuito al servicio de internet (de prueba).

### **Instalación de órganos directivos**

En fecha 14 de octubre de 2019 se instaló el Consejo de Administración de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos.

Posteriormente en fecha 29 de octubre de 2019 el Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad, aprobó la conformación del comité de Auditoría de la EPS.

### **Recursos**

Por último, es de suma importancia mencionar que, en el año 2019, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, no contó con recursos económicos por lo cual no ejerció recursos y/o gasto.



# GESTIÓN CORPORATIVA

# 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 resultados y sus indicadores de desempeño financiero en 2019. Específicamente se establecieron como objetivos: cumplir las metas de balance financiero, el presupuesto para el gasto en servicios personales y el monto de endeudamiento neto autorizado por el H. Congreso de la Unión en el Presupuesto de Egresos de la Federación para 2019; y generar \$75,474 millones de pesos (mdp) de EBITDA, meta establecida en el Plan de Negocios. 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, generándose de acuerdo a la información financiera preliminar \$150,551 mdp de EBITDA, prácticamente el doble, y registrándose un balance financiero de 5,982.9 millones de pesos (mdp), cifra superior en 5.9 mdp al autorizado por la Cámara de Diputados.

Los resultados financieros acumulados al cierre de 2019, muestran ingresos totales por \$556,152 mdp, cifra 1.6% superior a lo obtenido en 2018, con una disminución de 5% en los costos totales de operación, lo que aunado a un costo financiero 43% menor al registrado en 2018 da como resultado una utilidad antes de impuestos de \$52,701 mdp, superior a la pérdida antes de impuestos de \$4,545 mdp que se obtuvo en 2018. En términos presupuestales, el balance de operación en 2019 se ubicó en 44,175 mdp, 18.2 % superior a los 37,380 mdp que se registraron en 2018, producto principalmente del incremento en los ingresos por venta de energía, los cuales crecieron 5.6% en términos reales durante 2019, a pesar de las reducciones observadas en las tarifas finales de suministro básico dictadas por la CRE, que tuvieron reducciones de 2 % en sus cargos por energía.

En el marco de las Estrategias de Financiamiento y Coberturas 2019, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, las acciones desarrolladas en 2019 tuvieron los siguientes objetivos, dando cumplimiento a las metas de balance financiero y al monto de endeudamiento neto autorizado por la H. Congreso de la Unión en la Ley de Ingresos y en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2019:

- Cubrir las necesidades de recursos de la CFE en las mejores condiciones financieras posibles (monto, costo, plazo y riesgo), privilegiando el financiamiento interno, a efecto de mantener una estructura de deuda en la que predominen los pasivos denominados en moneda nacional de largo plazo y a tasa fija.
- Complementar las necesidades de financiamiento con crédito externo cuando las condiciones en los mercados internacionales sean favorables y permitan diversificar las fuentes de recursos.
- Realizar operaciones de manejo de pasivos que permitan mejorar el perfil de vencimientos de la deuda y/o mejorar la estructura de costo o plazo del portafolio.
- Realizar un manejo integral de los riesgos financieros del portafolio de la deuda de la CFE, que reduzca los impactos negativos en el presupuesto ante cambios abruptos en variables económicas.
- Continuar con una política de comunicación transparente sobre el manejo del endeudamiento público que le permita a los inversionistas, agencias calificadoras y al público en general conocer los objetivos y las líneas de acción de la CFE como emisor recurrente en los mercados financieros.

Dentro de las acciones de financiamiento, destaca la colocación del primer bono emitido de forma simultánea en los mercados financieros de Taiwán (Taipei) y Luxemburgo (formato *Dual Listed*), por un monto de 615 millones de dólares (mdd), a un plazo de 30 años bajo un esquema de amortizaciones lineales, cuyo destino fue el pago de Proyectos Pidiregas para los procesos de generación, transmisión y distribución que iniciaron operación en 2019. Asimismo, en dicho año se llevaron a cabo operaciones de administración de obligaciones, dentro de las que destaca el refinanciamiento de ocho créditos de Proyectos Pidiregas por un monto total de 8,811 mdp. Esta operación se realizó mediante suscripción de un crédito sindicado a una tasa menor a las contratadas originalmente y bajo un esquema de pago de amortizaciones crecientes, con lo que se extendió el plazo de amortización promedio de dichos créditos.

Con relación a la Estrategia de Coberturas, las operaciones con Instrumentos Financieros Derivados permitieron reducir la exposición cambiaria de la Deuda Total a 20.7 %, y la exposición de tasa de interés variable a 25.4% al 31 de diciembre de 2019.

Es importante destacar que todos estos resultados se lograron con el menor crecimiento de las obligaciones financieras de la CFE en los últimos seis años. En particular, en 2019 la deuda total de la CFE creció sólo 1.65% respecto al año anterior. En 2019, la Deuda Pidiregas se incrementó 3.7 % respecto al 2018, derivado principalmente del pago de tres nuevas centrales de generación que iniciaron operación. Por otro lado, la Deuda Documentada aumentó únicamente 0.39 %, lo que representa uno de los crecimientos más bajos desde 2012.

## Estados Financieros

La CFE reporta una utilidad neta al 31 de diciembre de 2019 de \$ 25,673 millones de pesos (mdp), lo que representa un decremento de \$35,952 mdp comparada con la utilidad neta del ejercicio 2018.

A continuación, se presenta un breve análisis de la utilidad del año 2019, y de los cambios con respecto del año anterior:

- Los ingresos totales de 2019, crecieron 1.6 % comparado con el 2018, esto representó un incremento de 8.8 mil millones de pesos (mmdp), que se explica principalmente por el incremento de los ingresos por venta de energía de 39.6 mmdp (10.5% más que en 2018), lo anterior se compensa con un decremento del ingreso por subsidio de 6.2 y una disminución en ingresos por venta a terceros por 21.2, principalmente en comparación al ejercicio anterior. En el año 2019, los usuarios de Servicio Básico incrementaron ligeramente respecto al ejercicio 2018 (1 millón de usuarios) y el precio de venta incrementó un 6% respecto a 2018, lo que generó un incremento del 10.5% en los ingresos anuales por venta de energía.
- Por otro lado, los costos totales se redujeron 5.4 % al cierre de 2019, comparado con el cierre del año anterior, esto representó un decremento de 27 mmdp menos que en 2018. Esta disminución en los costos se explica principalmente por la disminución en energéticos y otros combustibles, por 24.6 mmdp y la disminución de energéticos y otros combustibles a terceros por 15.4 mmdp. Los costos que se incrementaron fueron las obligaciones laborales por 15.4 mmdp y las remuneraciones por 5.8 mmdp. Es importante mencionar que en los resultados de 2018 se incluye un ajuste único en el costo de obligaciones laborales por el reconocimiento de los intereses de los pagarés suscritos por el Gobierno Federal al amparo de la renegociación del pasivo laboral de 2016, por lo que este año no se presentó dicho ajuste y La tasa de descuento utilizada en 2019 por los actuarios para determinar el pasivo laboral tuvo un decremento de 1.75%, pasando de 9% en 2018 a 7.25% en 2019, lo que originó un aumento en el valor presente del pasivo laboral.
- Al cierre de 2019, el resultado de la operación creció 35.8 mmdp, lo que representa un 80 % comparado con 2018.
- En los costos de financiamiento se observa una reducción al cierre de 2019 de \$21.4 mmdp, 43.4 % menos que al cierre de 2018. Se explica por una mayor utilidad cambiaria neta y por un menor gasto por interés neto. El tipo de cambio al cierre de diciembre de 2018 se ubicaba en \$19.68 y a diciembre de 2019 fue de \$18.84, esta apreciación del peso generó una ganancia cambiaria de \$7,376 mdp por los préstamos en dólares contratados por la CFE. Por otro lado, la adopción de la IFRS 16 generó el reconocimiento de un pasivo por arrendamiento y de un activo por derecho de uso, dado que hay contratos de arrendamiento denominados en dólares, se generó una posición pasiva en esta moneda que originó una utilidad cambiaria de \$14.0 mdp aproximadamente.

- Finalmente, al cierre de 2019 el resultado neto fue de 25.6 mmdp, 58.3% menos que al cierre de 2018, es decir 35.9 mmdp menos que el resultado neto de 2018, por los factores antes mencionados.

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019	Al 31 de diciembre de 2018	Variación 2019 vs 2018
<b>Ingresos</b>	<b>\$556,152,328</b>	<b>\$547,346,264</b>	1.6%
Ingresos por venta de energía	\$415,314,988	\$375,707,624	10.5%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$38,308,467	\$59,571,662	-35.7%
Ingresos por transporte de energía	\$4,537,438	\$6,176,843	-26.5%
Ingresos por subsidio	\$75,185,800	\$81,405,300	-7.6%
Otros ingresos y ganancias	\$22,805,636	\$24,484,835	-6.9%
<b>Costos</b>	<b>\$475,486,684</b>	<b>\$502,518,137</b>	-5.4%
Energéticos y otros combustibles	\$234,999,995	\$259,644,225	-9.5%
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$35,544,104	\$50,993,057	-30.3%
Remuneraciones	\$69,018,628	\$63,152,703	9.3%
Remuneraciones y prestaciones al personal	\$69,018,628	\$63,152,703	9.3%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$14,278,998	\$23,348,610	-38.8%
Impuestos y derechos	\$2,281,474	\$3,800,709	-40.0%
Costo MEM	\$3,156,925	\$3,015,572	4.7%
Cuota Cenace	\$3,156,925	\$2,762,178	14.3%
<b>Costo de obligaciones laborales</b>	<b>\$35,900,193</b>	<b>\$20,539,778</b>	74.8%
Costo de obligaciones laborales	\$35,900,193	\$20,539,778	74.8%
Depreciación	\$65,753,190	\$70,350,100	-6.5%
Otros gastos	\$14,553,176	\$7,673,382	89.7%
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>80,665,644</b>	<b>44,828,127</b>	<b>79.9%</b>
<b>Costos de Financiamiento</b>	<b>\$27,964,617</b>	<b>\$49,373,472</b>	-43.4%
Otros gastos financieros netos	\$7,888,470	\$3,812,636	106.9%
Gastos por intereses neto	\$42,037,479	\$47,766,777	-12.0%
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	(\$21,961,332)	(\$2,205,941)	895.6%
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>52,701,027</b>	<b>-4,545,345</b>	<b>-1259.5%</b>
<b>Impuestos a la utilidad</b>	<b>\$27,027,331</b>	<b>(\$66,170,650)</b>	-140.8%
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>25,673,696</b>	<b>61,625,305</b>	<b>-58.3%</b>

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) / Gerencia de Contabilidad  
 Cifras en miles de pesos al 31 de diciembre de 2019 auditadas

## Ejercicio Presupuestal 2019

### Ingresos

Durante 2019 se registraron ingresos propios por 428,526.1 mdp, de los cuales el 95 % (407,435.3 millones) corresponden a ventas de Energía Eléctrica y 21,090.8 mdp a Ingresos Diversos. El ingreso obtenido por CFE en 2019 es mayor al presupuesto autorizado en 10,300.1 mdp, equivalentes al 2.5 %, del cual 9,919.2 millones corresponden a ventas de Energía Eléctrica.

### Egresos

El presupuesto de gasto de la CFE, aprobado por el Consejo de Administración, consideró un Gasto Programable para el Ejercicio Fiscal 2019 de 434,702.9 mdp; sin embargo, el gasto real al cierre del año ascendió a 472,700.7 millones, cifra superior en 37,997.7 millones (8.7%) al presupuesto autorizado, consecuencia de los siguientes movimientos presupuestarios:

Mayores erogaciones en:

- Materiales y Suministros por 47,431.6 mdp, principalmente en el rubro de Combustibles para la Generación de Electricidad por 44,522.8 mdp, debido al efecto del traslado de pasivos de 2018 (16,600 mdp) por concepto de adquisición de combustibles. El menor consumo de gas continental, por la entrada anticipada de nuevos PEE Norte III (noviembre 2019), Topolobampo II (octubre 2019) y III (enero 2020), así como de un generador independiente (El Carmen). El mayor ejercicio en diésel obedece a la falta de gas en la península de Yucatán.
- Servicios Generales, por 5,608.7 mdp, originado principalmente por un mayor gasto en el rubro de conservación y mantenimiento en plantas, inmuebles y maquinaria por 2,820 mdp, en seguros por 2,741.2 mdp, en otros servicios tales como servicios bancarios y financieros, impuestos y derechos, servicios de vigilancia y comerciales por 1,595.8 mdp.
- Pensiones y Jubilaciones por 603.0 mdp en Pensiones y Jubilaciones por un mayor número de trabajadores que ejercieron su derecho.

Menores erogaciones en:

- El gasto en Servicios Personales tuvo una reducción de 64.5 mdp, comparado contra el monto autorizado en el PEF, resultado del efecto neto de un menor gasto por sueldos y salarios, y en erogaciones por concepto de seguridad social por enfermedad y maternidad, riesgos de trabajo y recuperación de subsidios por incapacidad. Compensado parcialmente con un mayor gasto en el fondo de previsión que impactó en el mes de enero, así como ayuda de transporte y ayuda de despensa.
- Por otro lado, se registró un menor gasto de las operaciones del Mercado Eléctrico Mayorista por 4,544.3 mdp, derivado del incremento por los derechos financieros de Transmisión asignados a la EPS Suministrador de Servicios Básicos y a la EF Intermediación de Contratos Legados, ocasionado por el incremento en el componente de congestión de los PML.



- Los pagos por Cargos Fijos y Variables a los Productores Independientes de Energía (PIE's) registraron un menor gasto por 6,459.8 mdp (7.6 %), respecto al presupuesto aprobado. En cargos fijos el menor gasto pagado por 2,543.4 mdp (8 %) fue consecuencia del menor tipo de cambio pagado respecto al presupuestado en los cargos fijos por capacidad, así como a menor capacidad demostrada por algunas plantas; en cargos variables el menor gasto por 3,916.5 mdp (7.3 %) fue derivado fundamentalmente de un menor consumo y menor precio del gas GNL, así como por la mayor utilización por disponibilidad de gas continental, cuyo precio es menor al de gas GNL.
- En Inversión Física se observó un gasto inferior respecto al presupuesto aprobado por 22,977.9 mdp (37.7 %), conforme a los siguientes movimientos:
  - En Bienes Muebles e Inmuebles ocurrió un mayor ejercicio de 6,924.9 mdp respecto al programado original principalmente por el pago de adquisiciones de Acometidas y Medidores, proyecto que originalmente no tuvo inversión presupuestada por registro de cartera.
  - En Obra Pública se registró un menor ejercicio por 5,623.2 mdp (87.5 %) respecto al programado original debido principalmente a los proyectos 52670 Red Eléctrica Inteligente (REI), 53707 Guadalajara Industrial y la 1418TOQ0002 Modernización de Subestaciones de Potencia de la Zona de Transmisión Metropolitana los cuales reprogramaron sus pagos por diferimiento en la ejecución de obras.
  - El Mantenimiento resultó menor en 19,846.1 mdp (56.6 %), principalmente en las centrales termoeléctricas de vapor convencional, carbón, ciclo combinado y turbogas y geotermoeléctricas, en virtud de que no fue posible sacar de producción a diversas plantas por la atención de la demanda de verano e invierno.
- En Operaciones Ajenas se registró un gasto de 15,509.0 mdp, de éstos, 9,503.9 mdp son por recuperación de terceros; destacando el entero del IVA cobrado y los Derechos de Alumbrado Público, compensados parcialmente con ingresos por Depósitos de Consumidores y recibidos en Garantía. Las Operaciones Ajenas por erogaciones recuperables registró un mayor gasto por 6,005.1 mdp, destacando las erogaciones en el rubro de Logística de combustibles y fletes, compensado parcialmente con ingresos por recuperación de IVA pagado y recuperación de préstamos.

### **Gasto No Programable**

El gasto no programable ejercido fue de 25,028.4 mdp, monto inferior en 4,603.5 mdp (15.5 %) conforme a la siguiente integración:

- El Costo financiero interno registró un mayor gasto por 727.6 mdp (6.0%), la diferencia observada se debe principalmente a las variaciones en las tasas de interés consideradas y las reales aplicadas en las operaciones de servicio de deuda documentada y Pidiregas, así como a los intereses generados por la línea de crédito de corto plazo contratada con Banco Santander por 5,000 mdp para deuda documentada, mismos que no fueron considerados en la elaboración

del presupuesto original. Así como el incremento en el volumen de los intereses previstos para 10 líneas de crédito refinanciadas, en comparación con la nueva línea de crédito BBVA Bancomer 22, con la que se sustituyeron los saldos remanentes.

- El Costo financiero externo observó un gasto menor al presupuesto aprobado por 3,721.5 mdp (27.3%), que se explica principalmente por las variaciones en la tasa de interés y tipos de cambio estimados y los reales aplicados en los pagos de operaciones de servicios de deuda documentada. En Pidiregas se debe principalmente a menor cantidad de obras entregadas.
- El costo por coberturas (Otros) registró un menor gasto por 225.4 mdp (5.0%), debido a la menor cantidad de forwards y derivados contratados para la cobertura de tipo de cambio de moneda, y al efecto positivo de coberturas de tasas de interés.
- En ingresos por Intereses, se captó un monto mayor al presupuesto aprobado por 1,384.2 mdp, debido principalmente a la subestimación de la meta original.

El Endeudamiento Neto observado por 4,948.8 mdp, resultó inferior en 14,801.2 mdp (74.9 %) al original, derivado de los siguientes movimientos compensados, originados principalmente por un menor endeudamiento interno.

- El desendeudamiento interno registrado por 4,000 mdp fue inferior por 5,750 mdp (59 %), debido principalmente a la no disposición de los montos programados debido a que no fueron necesarios para el apoyo al capital de trabajo de la empresa.
- El endeudamiento externo observado por 948.8 mdp inferior en 9,051.2 mdp (90.5%) al programado, se debe principalmente a la no disposición de los montos programados debido a que no fueron necesarios para el apoyo al capital de trabajo de la empresa.

### **Balance financiero**

Para 2019 el presupuesto ejercido de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias generó un Balance Financiero de 5,982.9 mdp, cifra superior en 5.9 mdp al autorizado por la Cámara de Diputados.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD  
 AVANCE EJERCICIO PRESUPUESTAL 2018 - 2019  
 (MILLONES DE PESOS)

Concepto	Ejercicio 2018	Aprobado 2019	Ejercicio 2019	Variaciones	Absolutas	Variaciones Reales %	
	(1)	(2)	(3)	(4)=(3-2)	(5)=(3-1)	(6)=(3/2)	(7)=(3/1)
<b>Ingresos Propios</b>	<b>408,835.7</b>	<b>418,226.0</b>	<b>428,526.1</b>	<b>10,300.1</b>	<b>19,690.4</b>	<b>2.5</b>	<b>1.9</b>
Ventas de Servicios	375,247.4	397,516.1	407,435.3	9,919.1	32,187.8	2.5	5.6
Ingresos Diversos	33,588.3	20,709.9	21,090.9	381.0	12,497.4	1.8	38.9
<b>Gasto Programable</b>	<b>446,216.1</b>	<b>434,702.9</b>	<b>472,700.7</b>	<b>37,997.7</b>	<b>26,484.6</b>	<b>8.7</b>	<b>3.0</b>
<b>Gasto Corriente</b>	<b>370,889.7</b>	<b>331,568.5</b>	<b>377,939.0</b>	<b>46,370.5</b>	<b>7,049.3</b>	<b>14.0</b>	<b>0.9</b>
Servicios Personales	56,320.1	58,589.9	58,525.5	64.5	2,205.4	0.1	1.1
Materiales y Suministros	198,266.2	160,821.7	208,253.3	47,431.6	9,987.1	29.5	2.1
Combustibles para la generación de Electricidad	167,010.9	133,146.9	177,669.7	44,522.8	10,658.8	33.4	3.5
Gas	57,444.5	53,554.8	45,219.2	8,335.5	12,225.3	15.6	23.4
Diesel	10,709.6	4,994.9	15,899.1	10,904.1	5,189.4	n.a.	44.4
Fletes y costo fijo del transporte de gas	22,808.8	30,819.8	49,825.8	18,946.0	27,017.0	61.4	112.4
Combustoleo	51,050.3	21,627.2	44,621.3	22,994.1	6,428.9	106.3	15.0
Carbón	22,791.2	19,606.9	20,423.9	817.0	2,367.3	4.2	12.9
Combustible nuclear	995.6	583.8	877.4	293.6	118.2	50.3	14.3
Vapor geotérmico	1,210.9	1,899.5	803.0	1,096.5	407.9	57.7	35.5
Otros	31,255.3	27,674.8	30,583.5	2,908.8	671.7	10.5	4.8
Subastas	242.4	0.0	6,002.7	6,002.7	5,760.3	n.a.	n.a.
Otros	5,327.2	5,158.4	6,608.7	1,450.3	1,281.5	28.1	20.6
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	25,685.6	22,516.4	17,972.1	4,544.3	7,713.5	20.2	32.0
Servicios Generales	27,798.6	25,985.1	31,593.8	5,608.7	3,795.2	21.6	10.5
Pagos relativos a Pidiregas	87,477.7	85,360.3	78,900.4	6,459.8	8,577.3	7.6	12.3
Cargos fijos	27,608.8	31,972.5	29,429.1	2,543.4	1,820.3	8.0	3.7
Cargos variables	59,868.9	53,387.8	49,471.3	3,916.5	10,397.6	7.3	19.6
Otras Erogaciones	1,027.2	811.6	666.1	145.5	361.1	17.9	36.9
Pensiones y jubilaciones	39,534.3	40,658.5	41,261.5	603.0	1,727.2	1.5	1.5
<b>Inversión Física</b>	<b>37,201.1</b>	<b>60,969.0</b>	<b>37,991.1</b>	<b>22,977.9</b>	<b>790.0</b>	<b>37.7</b>	<b>0.7</b>
Pago de Pidiregas	19,919.6	19,142.0	14,709.5	4,432.5	5,210.1	23.2	28.2
Inversión	17,281.5	41,827.0	23,281.7	18,545.3	6,000.2	44.3	31.0
<b>Inversión Financiera</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Operaciones Ajenas</b>	<b>1,409.1</b>	<b>1,506.9</b>	<b>15,509.0</b>	<b>14,002.1</b>	<b>16,918.1</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Balance de Operación</b>	<b>37,380.4</b>	<b>16,476.9</b>	<b>44,174.5</b>	<b>27,697.6</b>	<b>6,794.1</b>	<b>168.1</b>	<b>14.9</b>
Transferencias del Gobierno Federal	81,405.3	52,085.8	75,185.8	23,100.0	6,219.5	44.3	10.2
<b>Balance Primario</b>	<b>44,024.9</b>	<b>35,608.9</b>	<b>31,011.3</b>	<b>4,597.6</b>	<b>13,013.6</b>	<b>12.9</b>	<b>31.5</b>
Costo Financiero Neto	25,885.9	29,631.9	25,028.4	4,603.5	857.5	15.5	6.0
<b>Balance Financiero</b>	<b>18,139.1</b>	<b>5,977.0</b>	<b>5,982.9</b>	<b>5.9</b>	<b>12,156.1</b>	<b>0.1</b>	<b>67.9</b>
Endeudamiento Neto	7,679.2	19,750.0	4,948.8	14,801.2	2,730.4	74.9	37.3
<b>Variación de Disponibilidades (Aumento)</b>	<b>25,818.3</b>	<b>25,727.0</b>	<b>10,931.8</b>	<b>14,795.2</b>	<b>14,886.6</b>	<b>57.5</b>	<b>58.8</b>
Inicial	74,931.2	45,774.9	100,749.5	54,974.6	25,818.3	120.1	30.8
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Final	100,749.5	71,501.9	111,681.2	40,179.3	10,931.8	56.2	7.8

Incluye Operaciones Ajenas y Mercado Eléctrico Mayorista (MEM Neto). Excluye operaciones intercompañías y 161,080.2 mdp de la disponibilidad inicial observada por la asunción del pasivo laboral.  
 Inflación 2.83 de Diciembre de 2018 a Diciembre de 2019. INEGI.

## Adecuaciones presupuestarias

Con fundamento en el Artículo 104, fracción I, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración, mediante el acuerdo CA-006/2019, en su Sesión Extraordinaria 29 del 21 de febrero de 2019, aprobó el Calendario de Gasto para el ejercicio fiscal 2019 del presupuesto aprobado a la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

El Presupuesto de Gasto de la CFE aprobado por el Consejo de Administración, consideró un gasto programable para el Ejercicio Fiscal 2019 de 434,702.9 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 2019, 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 2019 el gasto programable se situó en 472,700 mdp, mayor en 37,998 mdp al autorizado, como consecuencia del efecto neto de los movimientos presupuestarios ya expuestos.

## Emisión de deuda

### 1. Financiamiento de Proyectos de Obra Pública Financiada (OPF)

#### Bono Formosa 2019

Con el fin de contar con estructuras financieras para el pago de los proyectos Pidiregas que permitan a la empresa: a) acceder a tasas de interés competitivas, y b) extender el plazo de financiamiento acorde con la vida útil de los proyectos, la CFE emitió a mediados de 2019, un bono internacional listado tanto en los mercados de valores de Taiwán (Taipei) y Luxemburgo, bajo el formato *Dual-Listed*. La emisión del Bono *Dual Listed* tiene las siguientes características:

- Representó el primer bono listado en dos bolsas de valores internacionales por un emisor latinoamericano.
- La tasa de interés a la que se colocó el bono Formosa estuvo dentro de la curva de rendimiento ofrecida por los bonos de la CFE emitidos en años anteriores.
- La emisión contó con la participación de inversionistas de Asia y Europa.
- Los recursos fueron destinados a la adquisición de activos productivos de los procesos de generación, transmisión y distribución, para la modernización y ampliación de la infraestructura de la CFE.
- Las principales características del financiamiento son: emisión en dólares listado en las Bolsas de Valores de Taiwán y de Luxemburgo; formato Formosa y Regular S Only; monto de la emisión de 615 millones de dólares a 30 años, a una tasa de interés del 5% anual.

Otros financiamientos de proyectos Pidiregas

Para complementar los financiamientos requeridos para pago de proyectos Pidiregas, en 2019 se suscribió un crédito con la Agencia Francesa de Desarrollo (AFD) a plazo de 20 años, incluyendo 4 de gracia, para el pago de la CG Los Azufres III. Asimismo, se dispusieron recursos de la banca nacional que habían sido contratados con anterioridad.

## **2. Financiamiento de importaciones**

El 18 de octubre de 2019, la CFE formalizó una ampliación por 25.2 millones de dólares (mdd) en la línea de crédito para financiar importaciones de uranio para la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde, contratada en junio de 2018, para pasar de 42.4 mdd a 67.6 mdd.

## **3. Operaciones de refinanciamiento**

### Crédito sindicado

En el marco de las acciones encaminadas a fortalecer la posición financiera y operativa de la CFE, en 2019 la CFE llevó a cabo el refinanciamiento de obligaciones derivadas de proyectos Pidiregas por un monto de 8,811 mdp. Los ahorros generados con dicha operación en los próximos tres años ascienden a cerca de 3,800 mdp, los cuales se canalizaron a complementar el gasto de inversión en proyectos de infraestructura.

La transacción fue posible debido a que la CFE logró acceder a mejores términos y condiciones financieras en los préstamos asociados a proyectos Pidiregas en etapa de operación, mediante la reducción del costo de financiamiento y la extensión del plazo de los créditos contratados en años anteriores. La operación consistió en un crédito sindicado, con el que se refinanciaron el pago de los activos asociados a proyectos Pidiregas de los procesos de generación, transmisión y distribución, los cuales tienen una vida útil mayores al plazo del nuevo financiamiento y generan ingresos suficientes para cubrir todas sus obligaciones, incluyendo las financieras, hasta el año 2030.

### Refinanciamiento de Crédito con Nafinsa

En septiembre de 2011, la CFE celebró con un contrato de apertura de línea de crédito a 12 años para financiar necesidades generales de tesorería. En 2019 la CFE realizó una operación de prepagado y refinanciamiento de un crédito por 2,500 mdp que tenía contratado con Nacional Financiera S.A. (Nafinsa), a través de un crédito bancario por el mismo monto y por el resto del plazo de vida vigente, pero a una menor tasa de interés. Esto permitió reducir el costo financiero para la CFE y liberar recursos para complementar el gasto de inversión en proyectos productivos y fortalecer la posición financiera de la empresa.

### Otras operaciones de refinanciamiento

Durante 2019, la CFE extendió el plazo de una línea crédito en cuenta corriente contratada en 2018 por un monto de 5,000 mdp. Asimismo, mediante la contratación de un crédito con un banco por 5,500 mdp se pagaron los Certificados Bursátiles con Clave de Pizarra CFE 14 que tuvieron vencimiento el 3 de diciembre de 2019.

Dichas operaciones no representan un mayor saldo de la deuda para la CFE, ya que únicamente se extiende el plazo del pago de las amortizaciones y de los vencimientos en mejores condiciones.

## Deuda Documentada y Pidiregas

El saldo de la deuda total de la Comisión Federal de Electricidad, que al cierre del mes de diciembre de 2018 ascendía a 345,394 mdp, se incrementó en 5,697.7 millones en 2019, por lo que al cierre de este año, la deuda total alcanzó los 351,092.7 millones.

Año	Tipo de Deuda		Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
2018	Documentada	215,780.9	117,239.1	98,541.8	175,952.7	39,828.2
	Pidiregas	129,614.0	73,821.8	55,792.2	67,018.9	62,595.1
	Deuda Total	345,394.9	191,060.0	154,334.0	242,971.6	102,423.3
2019	Documentada	216,628.1	113,531.0	103,097.1	175,152.2	41,475.8
	Pidiregas	134,464.6	74,899.3	59,565.3	68,029.2	66,435.4
	Deuda Total	351,092.7	188,430.3	162,662.4	243,181.4	107,911.2
Variación Deuda Total 2018 vs 2019		5,697.7	-2,630.6	8,328.3	209.8	5,487.9

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) / Gerencia de Créditos

Cifras en millones de pesos al 31 de diciembre de 2018 y de 2019

De esta variación en la deuda, se observa que en 2019 disminuyó el endeudamiento externo y aumentó el interno, comparado con el año previo, resultado de un menor tipo de cambio observado. Por otro lado, la deuda a tasa fija prácticamente mantuvo el mismo nivel, y el endeudamiento a tasa variable se incrementó.

Respecto al costo financiero de la deuda, se observa que éste disminuyó 784 mdp, durante 2019, como se observa en la siguiente tabla. Esto se explica principalmente por un incremento de 727 mdp en los ingresos por intereses en 2019.

Costo Financiero de la Deuda		
	Ejercido 2018	Ejercido 2019
Costo Financiero de la Deuda Documentada	14,279	13,944
Costo Financiero de la Deuda Pidiregas	8,573	8,766
Coberturas	4,297	4,383
Ingresos por intereses	(1,264)	(1,991)
Total	25,886	25,102

Fuente: DCF / Gerencia de Créditos

Cifras en millones de pesos al 31 de diciembre de 2018 y de 2019

Durante el 2019 el pago de obras a contratistas totalizó 22,651 mdp; entre las obras Pidiregas de inversión directa más relevantes recibidas durante año se encuentran: CC Empalme I, CC Empalme II, RM CT José López Portillo (Unidad 4) y Los Azufres.

Disposiciones	
Deuda Documentada	21,341.7
Deuda Pidiregas	22,651.0

Fuente: DCF / Gerencia de Créditos. Cifras en millones de pesos

El pago de amortizaciones de la deuda documentada alcanzó 16,207.6 mdp, y el de los financiamientos Pidiregas sumó 14,709.5 mdp.

Amortizaciones	
Deuda Documentada	16,207.6
Deuda Pidiregas	14,709.5

Fuente: DCF / Gerencia de Créditos. Cifras en millones de pesos

Entre los eventos relevantes que determinaron la evolución de la deuda documentada durante 2019, se consideran:

- A fin de apoyar los requerimientos de caja, durante el mes de abril de 2019 se dispusieron 300 millones de dólares, equivalentes a 5,691 mdp, de un crédito sindicado contratado con Mizuho Bank, LTD., y se dispuso en diciembre un crédito de corto plazo con la banca nacional por 4,000 mdp;
- En agosto se concretó el refinanciamiento del crédito de NAFIN por 2,500 mdp;
- En septiembre se pre-pagaron 5,827.9 mdp (300 millones de dólares) del crédito sindicado contratado con Mizuho Bank, LTD. por 1,260 mdd;
- En diciembre se liquidó el vencimiento de la emisión de CEBURES con clave de pizarra CFE 14, mediante la contratación de una línea de crédito nacional por 5,500 mdp, y se reprogramó para el mes de marzo el vencimiento del crédito puente contratado por 5,000 mdp;
- En diciembre se registró como deuda documentada el saldo remanente del Bono “Formosa-3”, destinado al financiamiento de proyectos de obra pública de largo plazo, por un monto de 191.75 mdd;
- Para financiar las entregas de uranio natural y enriquecido que demanda la operación de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde, se pagaron 25.2 mdd, equivalentes a 484.3 mdp mediante dos créditos documentarios;
- La amortización de 1,137.5 mdp equivalentes para diversos créditos bancarios con garantías de Agencias de Crédito a la Exportación.

## FIBRA E

### Antecedentes

La Fibra E es un vehículo financiero que permite ofrecer a inversionistas públicos y privados de capital de riesgo, una participación en activos que tengan, o se proyecte que tengan, flujos de efectivo predecibles y estables, bajo un régimen fiscal que otorga beneficios impositivos corporativos, lo que permite generar mayores distribuciones a los inversionistas.

Las características más relevantes de la FIBRA E son las siguientes:

- Régimen fiscal favorable. La Fibra E exenta a las Sociedades Elegibles del pago del ISR.
- No representa deuda. Los recursos obtenidos bajo la Fibra E no computan como parte de la deuda del emisor, ya que se consideran aportaciones de capital, al ceder parte de los derechos de cobro de un activo en operación.
- Aminora riesgos. El emisor comparte riesgos en el desarrollo de nuevos activos cuando se dispone de un cierto stock de activos en operación en fase madura, y con flujos netos positivos.
- Favorece la transparencia y la certidumbre. La Fibra E está sujeta a reglas de revelación y transparencia, así como a políticas de gobierno corporativo, por lo que deben cumplir con requisitos fiscales, contables y legales.



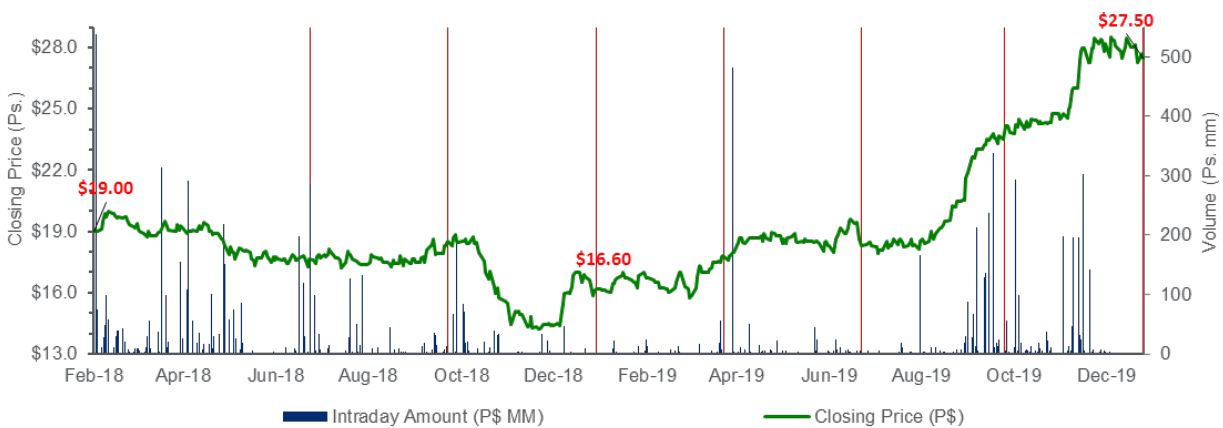
### Emisión de la Fibra E

El 8 de febrero de 2018, CFE Transmisión emitió Certificados Bursátiles Fiduciarios de Inversión en Energía e Infraestructura (“CBFE’s”) con una vigencia de 30 años, por un importe neto de 15,494 mdp. A través de estos recursos, CFE Transmisión deberá financiar proyectos de inversión en infraestructura que respondan a las prioridades establecidas por la nueva Administración y ofrezcan una rentabilidad superior a las distribuciones pagadas a los inversionistas.

### Distribuciones realizadas al cierre de 2019

La evolución favorable del precio de los CBFE’s al cierre de 2019 refleja tanto la confianza de los inversionistas en la actual Administración de la CFE, como los rendimientos recibidos por su inversión realizada en CFE Transmisión. En particular, el precio de mercado de los CBFE’s ha incrementado en un 44.7% al pasar de 19.0 pesos en febrero de 2018 a 27.5 pesos en diciembre de 2019 por CBFE. Esto representa una ganancia adicional para los tenedores originales.

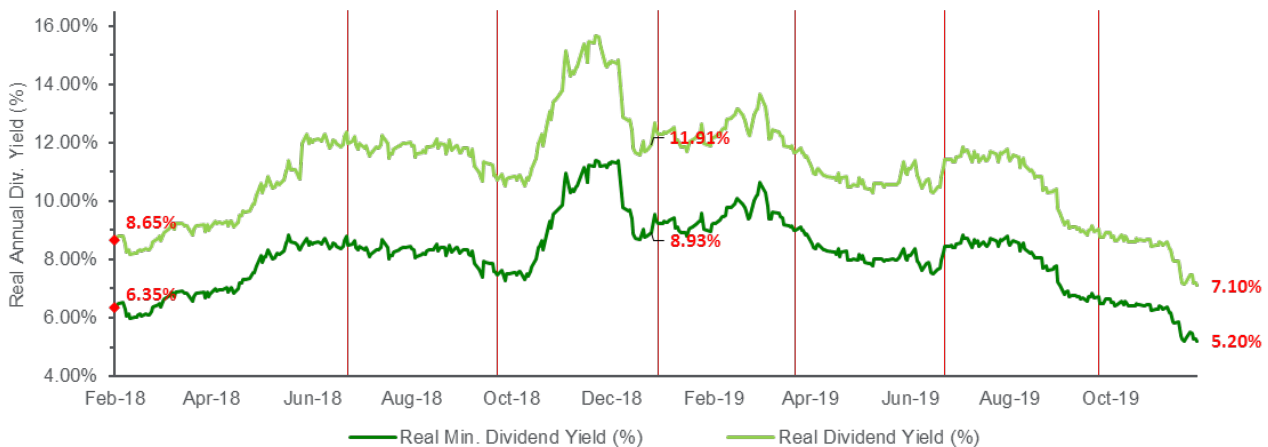
### Evolución del Precio de los CBFE en la BMV



Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas

Por tanto, los nuevos inversionistas que compren CBFEs a precios actuales tendrán un rendimiento real inferior a los inversionistas originales. El rendimiento estimado de los inversionistas que compren el certificado a 28.34 es cercano el 7.0% anual en términos reales.

### Evolución del Rendimiento estimado de los inversionistas



Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas

## Estrategia de cobertura ante riesgos financieros

Durante 2019 la Dirección Corporativa de Finanzas continuó con la Estrategia de Coberturas, la cual consistió en disminuir gradualmente la exposición en moneda extranjera del portafolio de la deuda documentada y Pidiregas (inversión directa), conforme a las metas establecidas, 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.

### Operaciones con Instrumentos Financieros Derivados

En línea con la Estrategia de Coberturas 2019, se realizaron las siguientes operaciones:

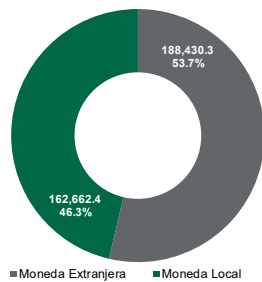
- Swaps de tasa (IRS) para cubrir el riesgo de los bonos que pagan cupones a tasa variable.
- Swaps de moneda (CCS principal only) para vencimientos de bonos en moneda extranjera.
- Swaps de moneda (CCS) con protección completa de cupones y parcial de principal.
- Forwards con ganancia limitada para cubrir el tipo de cambio de diversos compromisos en dólares.
- Durante diciembre 2019 se realizó también una monetización del valor de mercado de dos opciones.
- A solicitud de una Empresa Filial se contrataron forwards liquidables por diferencias, para cubrir compromisos en dólares, y un swap de gas natural.

### Portafolio de Instrumentos Financieros Derivados

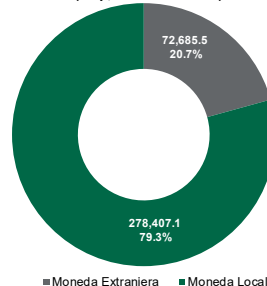
Con las acciones descritas, al cierre del 2019 se alcanzó un nivel de cobertura en moneda extranjera de la Deuda Total de 115,745 mdp (6,142 mdd). En lo referente a coberturas de tasa de interés, el monto fue de 5,350 mdp de la deuda en moneda local. Con ello, al cierre de 2019, la exposición cambiaria de la Deuda Total se ubicó en 20.7% y la exposición de tasa de interés variable en 25.4%.

### Exposición cambiaria y por tipo de interés de la Deuda Total antes y después de coberturas

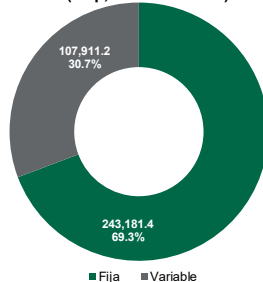
Composición de la deuda por moneda (mdp, sin coberturas)



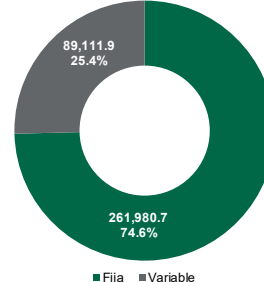
Composición de la deuda por moneda (mdp, con coberturas)



Composición de la deuda por tipo de tasa de interés (mdp, sin coberturas)



Composición de la deuda por tipo de tasa de interés (mdp, con coberturas)



Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas.

El valor de mercado del portafolio de instrumentos financieros derivados de CFE al cierre de 2019 es de 4,064.3 mdp; cabe señalar que todas las operaciones se han realizado con instituciones financieras locales e internacionales con calidad crediticia de “grado de inversión”.

## Plan de Negocios

El Plan de Negocios 2018-2022 de la Comisión Federal de Electricidad, establece el objetivo estratégico de ser una empresa de energía comprometida con sus clientes, cumpliendo su mandato de Empresa Productiva del Estado con rentabilidad atractiva y solidez financiera, sustentable y responsable con el medio ambiente, para lo cual establece los siguientes elementos necesarios:

- 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 y controlado.
- 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 Empresa Productiva Subsidiaria (EPS) y Empresa Filial (EF), siempre en cumplimiento de los Términos de la Estricta Separación Legal (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.

En este sentido, la CFE efectuó en 2019 diversas acciones para alcanzar los objetivos financieros y operativos que establece el Plan de Negocios, como es el competir de forma adecuada con el resto de los participantes de los mercados donde cuenta con operaciones, sujeto a la prioridad constante de mantener una operación segura, continua y con el mínimo impacto ambiental de todos sus servicios, salvaguardando en todo momento la vida y la salud de sus trabajadores y del público.

Para la correcta ejecución de esta estrategia, la CFE fijó como objetivo obtener un rendimiento al capital invertido superior al CMPC de 10.5 % y aumentar la solidez financiera, mejorando la razón de deuda neta entre EBITDA\* a niveles de 4x a 5x para el final del periodo. Estos objetivos consideran los ingresos y los costos del sistema reconocidos por la CRE, y se verán afectados en caso de que tales ingresos se reduzcan debido a tarifas a usuarios que impliquen subsidios no cubiertos por las transferencias del GF.

Dentro de su visión estratégica, para 2025 la CFE debe ser una de las empresas líderes en el sector eléctrico y energético, con presencia internacional, fortaleza financiera, e ingresos adicionales por servicios relacionados con su capital intelectual e infraestructura física y comercial. En línea con esta visión, la CFE hará énfasis en aumentar la productividad de todas sus operaciones y cumplir con los requerimientos operativos de confiabilidad, seguridad y acceso. Partiendo de la misión establecida por la Ley y la visión mencionada, la CFE definió una guía para lograr la transformación requerida y los objetivos propuestos hacia 2022, como se muestra en el siguiente esquema:

<b>Nuestra ambición</b>	Ser una empresa de energía comprometida con sus clientes, cumpliendo su mandato de Empresa Productiva del Estado con rentabilidad atractiva y solidez financiera, sustentable y responsable con el medio ambiente.		
	Portafolio de negocios optimizado y rentable con nueva lógica y foco en las inversiones.		
<b>Nuestros imperativos e iniciativas por negocio</b>	<b>TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN</b>	<b>GENERACIÓN</b>	<b>SUMINISTRO Y COMERCIALIZACIÓN</b>
	<p style="text-align: center;"><b>Desarrollar Transmisión y Distribución como los negocios medulares.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción de pérdidas.</li> <li>Eficiencia en operación y mantenimiento.</li> <li>Crecimiento, modernización y desarrollo de la red.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Racionalizar portafolio en Generación incrementando rentabilidad y competitividad.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Optimización del parque de generación.</li> <li>Operación eficiente de las centrales.</li> <li>Apalancamiento de capital privado.</li> </ul>	<p style="text-align: center;"><b>Usar comercialización como el vector de crecimiento.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Propuesta de valor integral por segmento de cliente.</li> <li>Transporte y comercialización de gas natural.</li> <li>Desarrollo de capacidades comerciales.</li> </ul>

## Principales avances en 2019 del Plan de Negocios

Dentro de los objetivos corporativos, se definió que durante el periodo de 2018-2022, la CFE podría enfrentar retos financieros importantes. Un factor crítico para el éxito de una empresa de electricidad es la capacidad de financiar sus operaciones a un bajo costo, invertir en una base de activos productiva y mantener una base de costos eficiente. Un indicador relevante que refleja lo anterior, es el grado de inversión. Considerando esta situación, la CFE definió en sus objetivos financieros hacia 2022, fortalecer el balance para garantizar su sostenibilidad y competitividad como ente independiente del GF. Adicionalmente, se definieron otros objetivos financieros para el fortalecimiento del balance financiero en el año 2019. En total se establecieron cuatro indicadores con las siguientes metas:

Indicadores	Fortalecer el Balance Financiero 2019
EBITDA	\$65 a \$85 MMDP
Deuda neta / EBITDA	4.0x a 5.0x
Incremento máximo en balance de deuda documentada	\$10 MMDP por año
ROIC	2%

### Resultados financieros reales superiores a lo proyectado

Respecto del Plan de Negocios de referencia, los resultados financieros consolidados del ejercicio 2019, son sustancialmente mejores a las proyecciones, obteniendo ingresos totales por \$556,152 mdp, 22% por arriba de lo proyectado, y costos totales por \$475,487mdp, 8% mayores a la proyección, por lo que la CFE generó \$146,422 mdp de EBITDA, casi el doble de lo planeado.

El incremento en ingresos totales estuvo integrado por: una variación positiva de 18% en ingresos por venta de energía, equivalente a \$64,005 mdp; ingresos por venta de combustibles a terceros 494% mayores a lo proyectado, equivalente a \$31,863 mdp; y transferencias del gobierno federal mayores en 50% a lo estimado, equivalente a \$25,007 mdp adicionales. La suma de todas las variaciones representó ingresos adicionales a los proyectados por \$100,551 mdp respecto del Plan de Negocios.

Por el lado de los costos, la mayor variación negativa se presentó en los energéticos y otros combustibles para generación, los cuáles fueron 30 % mayor a lo proyectado, equivalente a \$61,762 mdp. Estas variaciones se vieron compensadas parcialmente por menores costos de Mantenimientos, materiales y servicios generales, del orden de \$18,073 mdp, 56% menores a lo proyectado; y \$21,126 mdp menos de costos de obligaciones laborales, 37 % por debajo de la proyección.

A las variaciones anteriores se suman \$6,248 mdp adicionales por concepto de depreciación del ejercicio, cifra 11% mayor al estimado, lo que genera una utilidad antes de impuestos de \$52,701 mdp, cifra \$75,765 mdp superior a la pérdida estimada antes de impuestos de \$23,064 mdp, esto es, una variación de 328 %.

En el siguiente cuadro se puede observar el Estado de Resultados dictaminado, comparado con la proyección del Plan de Negocios.

Concepto	Al 31 de diciembre de 2019		Plan de Negocios vs. cierre 2019 (2 vs 1)
	Plan de Negocios 2018-2022 (1)	Cierre 2019 (2)	
<b>Ingresos</b>	<b>\$455,602</b>	<b>\$556,152</b>	<b>22%</b>
Ingresos por venta de energía	\$351,310	\$415,315	18%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$6,445	\$38,308	494%
Ingresos por servicios de transporte de energía	\$5,157	\$4,537	-12%
Ingresos por Subsidio	\$50,179	\$75,186	50%
Otros ingresos	\$42,510	\$22,806	-46%
<b>Costos</b>	<b>\$439,632</b>	<b>\$475,487</b>	<b>8%</b>
Energéticos y otros combustibles	\$208,782	\$270,544	30%
Remuneraciones	\$58,933	\$69,019	17%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$32,352	\$14,279	-56%
Impuestos y derechos	\$2,500	\$2,281	-9%
Mercado Eléctrico Mayorista	\$0	\$3,157	N/A
Costo de obligaciones laborales	\$57,026	\$35,900	-37%
Depreciación	\$59,505	\$65,753	11%
Otros gastos	\$20,534	\$14,553	-29%
<b>RESULTADO DE OPERACIÓN</b>	<b>\$ 15,969</b>	<b>\$ 80,665</b>	<b>405%</b>
<b>Costos de Financiamiento</b>	<b>\$39,033</b>	<b>\$27,965</b>	<b>-28%</b>
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>-\$ 23,064</b>	<b>\$ 52,701</b>	<b>-328%</b>
<b>Impuestos</b>	<b>\$132</b>	<b>\$27,027</b>	<b>20408%</b>
<b>RESULTADO NETO</b>	<b>-\$ 23,196</b>	<b>\$ 25,674</b>	<b>-211%</b>

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas, cifras dictaminadas en millones de pesos.

El desempeño anterior se refleja en una hoja de balance más sólida, con un patrimonio fortalecido por resultados positivos acumulados, mejorando el nivel de apalancamiento de 0.68 proyectado a 0.55 observado, la razón deuda neta/EBITDA pasa de un objetivo de 4.22 a 2.41, y la ROIC mejora de un estimado de 2% a un observado de 8%, con una posición de caja sustancialmente mayor.

Es importante resaltar que el Estado de Situación Financiera proyectado en el Plan de Negocios no incluye el reconocimiento de los derechos y obligaciones por arrendamientos conforme a la norma NIIF 16, siendo esta la principal diferencia entre ambos reportes. En la siguiente tabla se muestran los Estados de Situación Financiera real y proyectado por el ejercicio 2019.

Estado de Situación Financiera	2019	Plan de Negocio 2018-2022	Variaciones	
			\$	%
Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	\$89,339	\$39,838	49,501	124%
Cuentas por cobrar	\$86,673	\$92,118	-5,445	-6%
Materiales para operación	\$21,534	\$32,111	-10,577	-33%
<b>Total activo circulante</b>	<b>\$197,546</b>	<b>\$164,067</b>	<b>50,904</b>	<b>31%</b>
<b>Plantas, instalaciones y equipo (neto)</b>	<b>\$1,211,304</b>	<b>\$1,312,045</b>	<b>-100,741</b>	<b>-8%</b>
Otros activos	\$530,857	\$0	530,857	N/A
Total activo diferido	\$167,194	\$49,630	117,564	237%
<b>Total Activo</b>	<b>\$ 2,106,900</b>	<b>\$ 1,525,741</b>	<b>581,159</b>	<b>38%</b>
Deuda a corto plazo	\$53,897	\$35,975	17,922	50%
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	\$86,175	\$37,230	57,396	154%
Impuestos y derechos por pagar	\$6,188	\$4,429	10,734	242%
Pasivo por arrendamiento Corto Plazo	\$11,075	\$0	11,075	N/A
<b>Pasivo a corto plazo</b>	<b>\$157,334</b>	<b>\$77,634</b>	<b>79,700</b>	<b>103%</b>
Deuda a largo plazo	\$299,532	\$282,736	16,796	6%
Pasivo laboral Neto	\$426,861	\$429,298	-2,437	-1%
Otros pasivos a largo plazo	\$23,057	\$97,249	-74,192	-76%
Pasivo por arrendamiento Largo Plazo	\$556,838	\$172,416	384,422	223%
<b>Total Pasivo</b>	<b>\$ 1,463,622</b>	<b>\$ 1,059,333</b>	<b>421,716</b>	<b>40%</b>
<b>Total Patrimonio</b>	<b>\$ 643,278</b>	<b>\$ 466,408</b>	<b>176,868</b>	<b>38%</b>
<b>Total Pasivo + Patrimonio</b>	<b>\$ 2,106,900</b>	<b>\$ 1,525,741</b>	<b>598,584</b>	<b>39%</b>

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas, cifras dictaminadas, en millones de pesos.

## Avance de las prioridades estratégicas

- **Fortalecimiento del Balance Financiero.** Considera fortalecer el balance financiero de la Empresa con acceso a nuevas fuentes de capital.

Dentro de las acciones para fortalecer el Balance Financiero se encuentran la emisión del bono bajo la modalidad *Dual Listed*, siendo la primera emisión latinoamericana de este tipo; adicionalmente se efectuaron las diversas operaciones de refinanciamiento mencionadas anteriormente, cuyo efecto principal fue liberar recursos para la operación e inversión mediante el calce de los plazos de financiamiento con la vida útil de los activos a tasas competitivas. Por último, tanto el endeudamiento neto se mantuvo debajo de los límites establecidos, junto con los gastos financieros que fueron menores a lo presupuestado, contribuyendo todo lo anterior a fortalecer el Balance Financiero de la CFE.

- **Gestión de Riesgos Financieros y de Mercado.** Busca permitir a las EPS, EF y UN que tomen riesgos financieros y de mercado bajo políticas que fije el Corporativo y con el adecuado nivel de monitoreo y control.

Durante el año 2019, se continuó con la estrategia de un manejo integral de los riesgos financieros del portafolio de la deuda de la CFE, para ello se realizaron operaciones con instrumentos financieros derivados, que permitieron reducir la exposición que tiene la deuda por la variación del tipo de cambio y por la tasa de interés variable. El valor de mercado de este portafolio de instrumentos financieros derivados al cierre de 2019, fue de poco más de 4,000 mdp.

Adicionalmente y por primera vez en la historia de la CFE, se cubrieron posiciones en *commodities* (gas natural) mediante swaps, insumo principal e indispensable para el proceso de generación, con lo cual se mitiga el impacto de las variaciones en los precios de los combustibles utilizados y su repercusión en los costos operativos de la compañía.

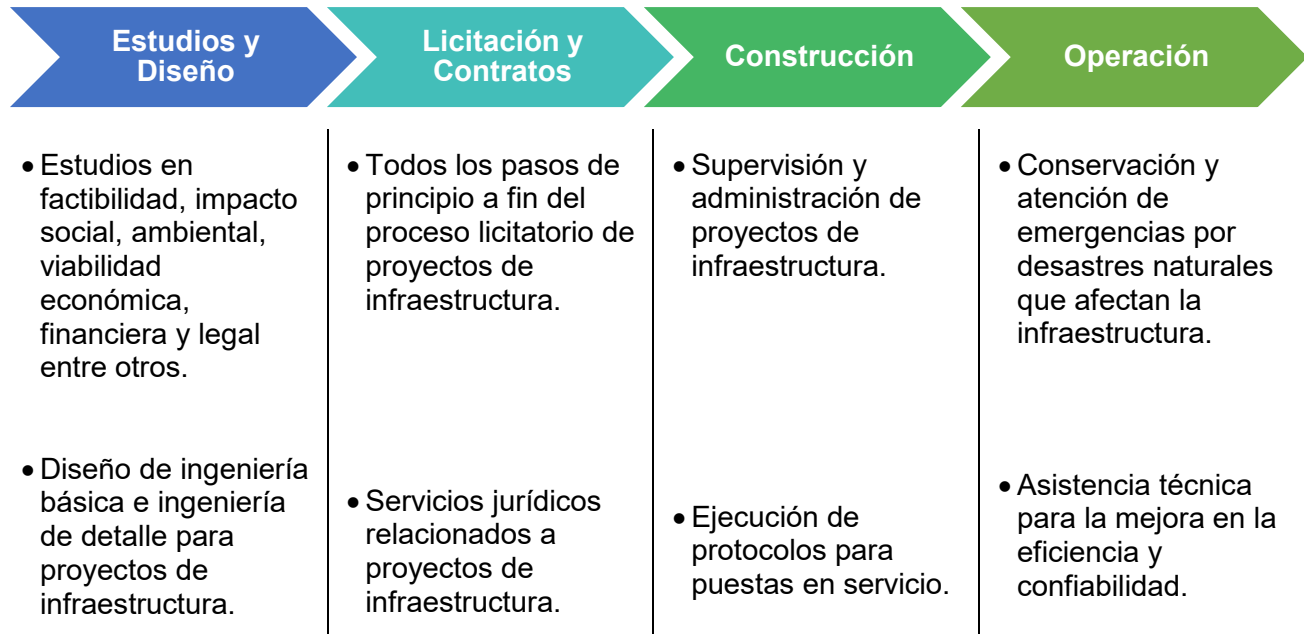


# INFRAESTRUCTURA

## Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI)

Con más de 20 años de experiencia, la DCIPI se ha consolidado como uno de los bastiones de la ingeniería y desarrollo de infraestructura más relevantes en México y América Latina.

Actualmente, la DCIPI cuenta con ~3,296 empleados distribuidos en 3 subdirecciones; este capital humano desarrolla, administra y supervisa proyectos de infraestructura; asimismo, ofrece servicios para la elaboración de estudios; licitación y contratación de proyectos; así como de ingeniería para el desarrollo de proyectos eléctricos e infraestructura en general, tanto para la CFE, como para empresas externas del sector eléctrico y otros sectores:



## Logros DCIPI 2019

### Puesta en servicio de proyectos

Durante 2019, la DCIPI concluyó la construcción y puesta en servicio de cinco (05) centrales de generación eléctrica (04 Ciclo Combinados y 01 Geotérmica); que en conjunto representan del orden de 3,331 MegaWatts (MW) de capacidad y una inversión por 1,605 millones de dólares (MDD).

También se logró la terminación de la construcción de nueve (09) proyectos de transmisión y distribución (48 obras: 21 Líneas de transmisión y 27 subestaciones eléctricas), que en conjunto representan metas físicas por 853 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación fue de 2,705 Megavolts Ampere (MVA), 236 Megavolts Ampere reactivos (MVar) y una inversión por 209 millones de dólares (MDD).

### Concurso y adjudicación de proyectos de infraestructura

La DCIPI realizó el concurso y adjudicación de once (11) proyectos de transmisión y distribución, que en conjunto representan metas físicas por 166 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación fue de 810 Megavolts Ampere (MVA), 203 Megavolts Ampere reactivos (MVar) y una inversión por 91 millones de dólares (MDD).

También se logró lanzar a concurso tres (03) centrales de generación eléctrica (2 Ciclo Combinados, y 1 Combustión Interna); que en conjunto representan del orden de 1,684 MegaWatts (MW) de capacidad y una inversión por 1,177 millones de dólares (MDD). Estos proyectos se adjudicarán en el primer semestre de 2020.

### Programa de ventas

La meta de ventas del 2019 establecida en el Plan de Negocios (PDN) de la DCIPI era por \$2,945 millones de pesos (MDP). A diciembre del 2019 las ventas fueron de \$3,512 MDP, lo que representa ventas superiores al 19% respecto a la meta.

### Servicios en el extranjero

La DCIPI a través de su División de Ingeniería Internacional (DII), ha participado en 66 contrataciones internacionales que han coadyuvado en el desarrollo y bienestar del sector eléctrico en América Latina y han provisto a la CFE de un ingreso de US\$76.16 millones. De estos contratos el 60% corresponden a proyectos.

## Avance de proyectos de Infraestructura 2019

### Proyectos de transmisión y distribución concluidos en 2019

En 2019, la DCIPI concluyó, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), la construcción de nueve (09) proyectos de líneas de transmisión y subestaciones. La extensión total de las líneas es de 835 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación fue de 2,705 Megavolts Ampere (MVA), 236 Megavolts Ampere reactivos (MVA<sub>r</sub>). Estos nueve (09) proyectos representan una inversión de 209 millones de dólares.

Resultados 2019	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
Número de proyectos concluidos	08	09	12.5
kilómetros circuito (km-C) instalados	902	835	-7.4
Megavolts Ampere (MVA) generados	2,140	2,705	26.4

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, CFE. Febrero 2020.

No.	Nombre	Mod.	Inversión Contrato MDD	Inversión Total MDD	LT	Km-C	SE	MVA	MVAr	Terminación
1	309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México (1a fase)	OPF	48	49	3	5	5	360	54	02-feb-19
2	283 LT 1723 Red de Transmisión Asociada a la Central Norte III	OPF	17	20	4	21	2	0	0	20-feb-19
3	321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (4a Fase)	OPF	12	14	2	42	3	50	3	26-feb-19
4	336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (2a Fase)	OPF	16	21	1	51	2	300	0	01-mar-19
5	336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)	OPF	44	46	5	225	8	950	0	05-jun-19
6	300 LT Red de Transmisión Asociada al CC Topolobampo III (1812)	OPF	24	26	2	276	2	0	75	07-jun-19
7	288 SLT 1722 Distribución Sur (3a Fase)	OPF	6	6	1	4	1	40	2	19-jun-19
8	337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (1a Fase)	OPF	36	38	2	209	3	975	100	14-nov-19
9	321 SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5a Fase)	OPF	5	6	1	1	1	30	2	15-dic-19
<b>Total</b>			<b>209</b>	<b>227</b>	<b>21</b>	<b>835</b>	<b>27</b>	<b>2,705</b>	<b>236</b>	

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020.

### **Proyectos de generación concluidos en 2019**

En 2019, la DCIPI concluyó la construcción de cinco (05) centrales de generación, tres (03) bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF) y dos (02) como Productores Externos de Energía (PEE). La capacidad total de generación de estos proyectos es de 3,331 MegaWatts (MW). Estos cinco (05) proyectos representan una inversión de 1,605 millones de dólares.

Resultados 2019	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
	Número de proyectos concluidos	0	05
MegaWatts (MW) generados	0	3,331	100

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020.

No.	Nombre	Modalidad	Inversión Contrato (MDD)	Inversión Total (MDD)	Capacidad (MW)	Entrada en operación
1	CC Noreste (El Carmen)	PEE	345.5.0	345.5	857.2	11-ene-19
2	CC Empalme I	OPF	476.8	481.5	770.2	26-mar-19
3	CC Empalme II	OPF	397.0	401.6	791.2	14-ago-19
4	CG Los Azufres III Fase II	OPF	51.3	56.7	25.0	08-oct-19
5	CC Noroeste (Topolobampo II) 2a convocatoria	PEE	334.5	334.5	887.4	15-oct-19
Total			1,605.1	1,619.8	3,331.0	

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020.

### **Proyectos de transmisión y distribución en construcción al cierre de 2019**

Al cierre de 2019, la DCIPI administra y supervisa la construcción de cinco (05) proyectos de líneas de transmisión y subestaciones, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). La extensión total de las líneas es de 202 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación es de 2,060 Megavolts Ampere (MVA), 316 Megavolts Ampere reactivos (MVA<sub>r</sub>). Estos cinco (05) proyectos representan una inversión de 239 millones de dólares.

No.	Proyecto	Mod.	SE	MVA	MVA <sub>r</sub>	LT	Km-C	Monto de Contrato (MDD)	Monto Total (MDD)	Inicio de la construcción	Entrada en operación estimada	Avance Real %
1	274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª fase)	OPF	10	780	124.2	7	16.1	94.6	96.4	09-nov-12	15-mar-20	99.4
2	266 SLT 1603 Subestación Lago	OPF	2	660	0	2	80.4	91.2	111.3	30-jun-17	30-abr-20	81.3

No.	Proyecto	Mod.	SE	MVA	MVAr	LT	Km-C	Monto de Contrato (MDD)	Monto Total (MDD)	Inicio de la construcción	Entrada en operación estimada	Avance Real %
3	348 SE 2101 Compensación capacitiva Baja-Occidental	OPF	6	0	174	0	0.0	5.7	7.6	21-mar-19	12-jun-20	41.0
4	188 SE 1116 Transformación del Noreste (4a fase)	OPF	2	500	0	4	97.6	31.0	34.2	26-nov-19	21-ago-20	1.0
5	349 SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución (3a Fase)	OPF	2	120	18	2	7.9	17.0	17.4	07-mar-19	27-ago-20	21.5
Total			22	2,060	316.2	15	202	239.5	266.9			

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020.

### Proyectos de generación en construcción al cierre de 2019

Al cierre de 2019, la DCIPI administra y supervisa la construcción de siete (07) centrales de generación, cinco (05) bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF) y dos (02) Productores Externos de Energía (PEE). La capacidad total de generación de estos proyectos es de 3,453 MegaWatts (MW). Estos siete (07) proyectos representan una inversión de 2,533 millones de dólares.

No.	Proyecto	Mod.	Cap. (MW)	Monto de Contrato (MDD)	Monto total (MDD)	Inicio de la Construcción	Entrada en operación estimada	Avances
1	CC Centro I	OPF	642.3	439.8	459.2	08-dic-11	22/09/2017 CAP* (Indefinido)	100
2	CC Norte III	PEE	906.7	562.4	562.4	06-may-15	febrero-20	99.4
3	CC Valle de México II	OPF	615.2	425.3	438.0	08-jun-15	31-marzo-20	99.0
4	RM Tula Paquete 1 y Paquete 2	OPF	550.0	323.1	324.3	02-feb-15	15-abr-20	99.8
5	CC Topolobampo III	PEE	765.8	374.9	374.9	13-jul-17	01-jun-20	99.2
6	CCI Guerrero Negro IV	OPF	7.5	20.6	24.9	07-nov-13	01-dic-20	86.3



No.	Proyecto	Mod.	Cap. (MW)	Monto de Contrato (MDD)	Monto total (MDD)	Inicio de la Construcción	Entrada en operación estimada	Avances
7	CH Chicoasén II	OPF	240	386.6	444.3	29-ene-15	Indefinida	23
Total			3,452.6	2,532.5	2,627.9			

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020. \*CAP: Certificado de Aceptación Provisional

**Proyectos de transmisión y distribución en concurso al cierre de 2019**

Al cierre de 2019, la DCIPI tiene en proceso de concurso cuatro (04) proyectos de líneas de transmisión y subestaciones, bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). La extensión total de las líneas es de 529.7 kilómetros circuito (km-C); la capacidad de transformación es de 570 Megavolts Ampere (MVA), 288.9 Megavolts Ampere reactivos (MVAr). Estos cuatro (04) proyectos representan una inversión de 343.65 millones de dólares.

No.	Nombre Licitación	MVA	MVAr	Km-C	SE	LT	Publicación Pliego de Requisitos	Fallo	Inicio de la Construcción	Término de la Construcción	Monto de Inversión (MDD)
1	1805 línea de Transmisión Huasteca - Monterrey (2a Conv.)	0	195.3	441.8	2	3	15-oct-19	07/02/2020 Suspendido	06/03/2020 Suspendido	24/04/2021 Suspendido	198.72
2	274 SE 1620 Distribución Valle de México (2a Fase) (2a Conv.)	420	73.8	26.2	10	4	19-nov-19	06-mar-20	31-mar-20	04-may-21	109.6
3	214 SE 1210 Norte-Noroeste (11a FASE)	30	1.8	44.5	2	1	21-mar-19	03/03/2020 Diferido	03/04/2020 Diferido	28/03/2021 Diferido	10.77
3	282 SLT 1720 Distribución Valle de México (2a Fase)	120	18	17.2	1	1	30-may-19	25/02/2020 Diferido	19/03/2020 Diferido	9/09/2021 Diferido	24.56
Total		570	288.9	529.7	15	9					343.65

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020

**Proyectos de generación en concurso al cierre de 2019**

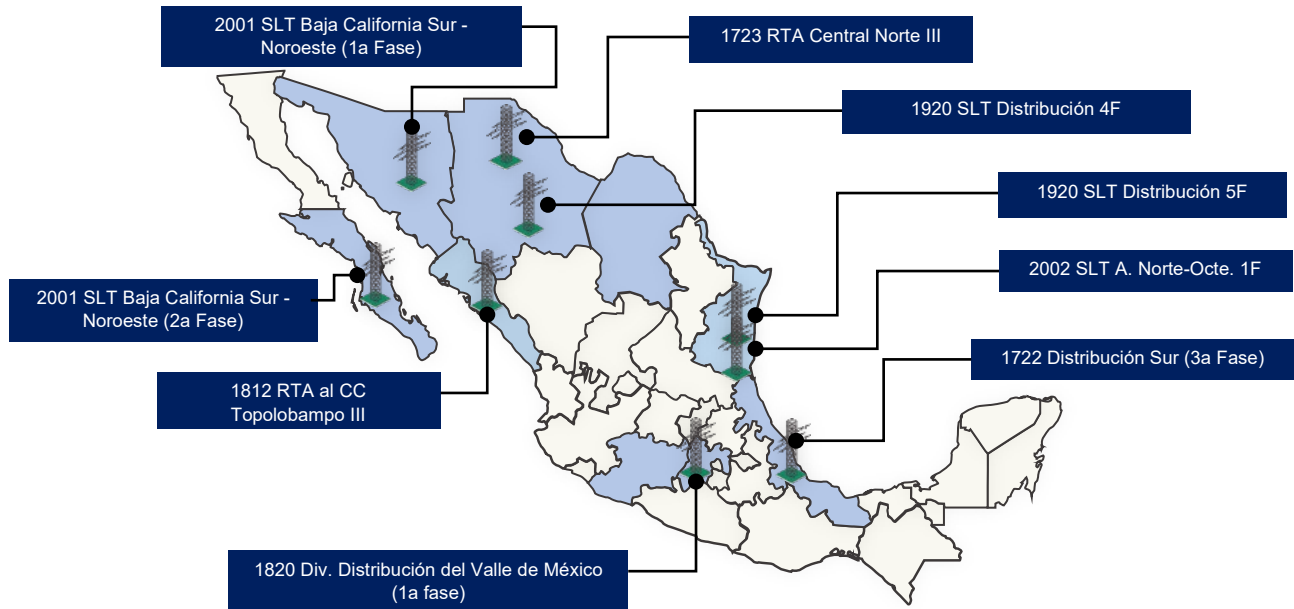
Al cierre de 2019, la DCIPI tiene en concurso tres (03) centrales de generación bajo el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). La capacidad total de generación de estos proyectos es de 1,684 MegaWatts (MW). Estos tres (03) proyectos representan una inversión de 1,177 millones de dólares.

No.	Nombre	Mod.	MW	Publicación Convocatoria	Fallo	Inicio de la Construcción	Término de la Construcción	Monto de Inversión (MDD)
1	CC Salamanca	OPF	836.8	24-oct-19	08-may-20	20-may-20	20-mar-23	529.9
2	CC San Luis Potosí	OPF	804.8	28-nov-19	08-jun-20	20-jun-20	20-abr-23	509.1
3	CCI Baja California Sur VI	OPF	42.3	05-dic-19	28-may-20	10-jun-20	10-mar-23	138.1
Total			1,683.9					1,177.1

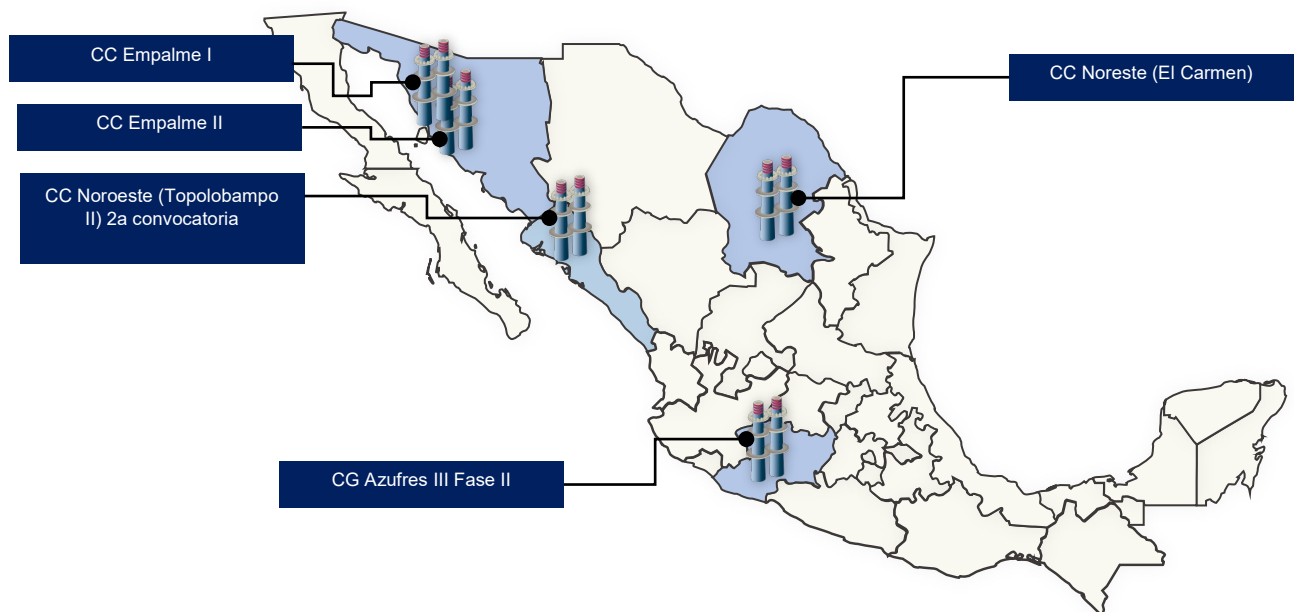
Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020

## Ubicación de proyectos por etapa

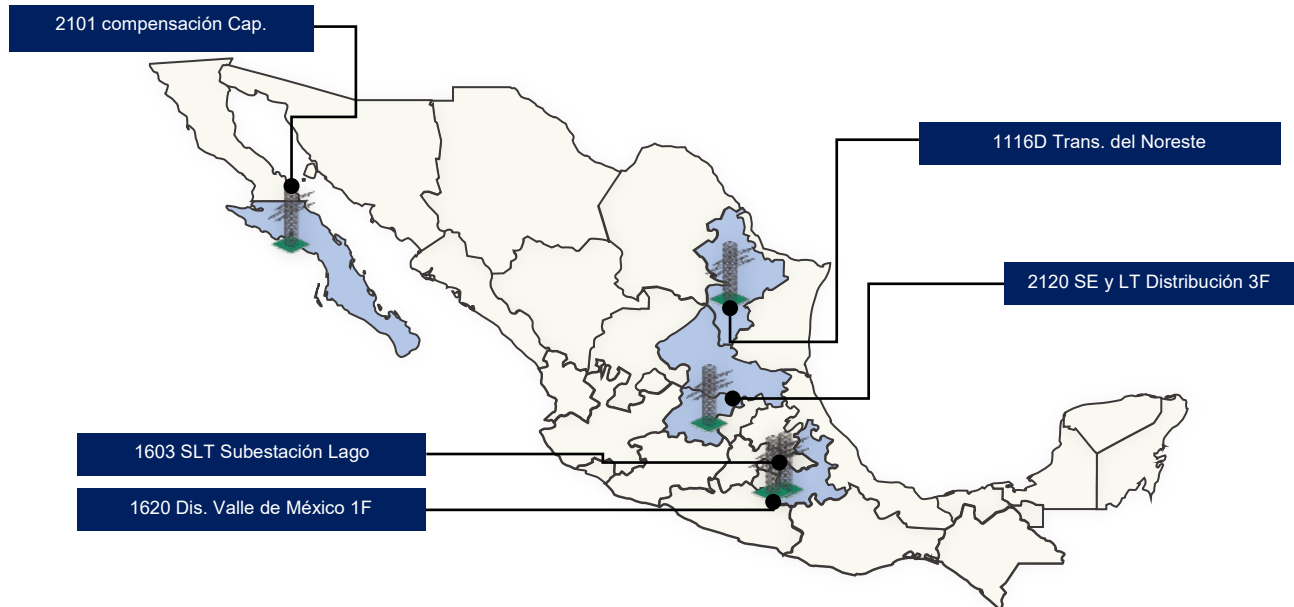
### Proyectos de transmisión y distribución concluidos en 2019



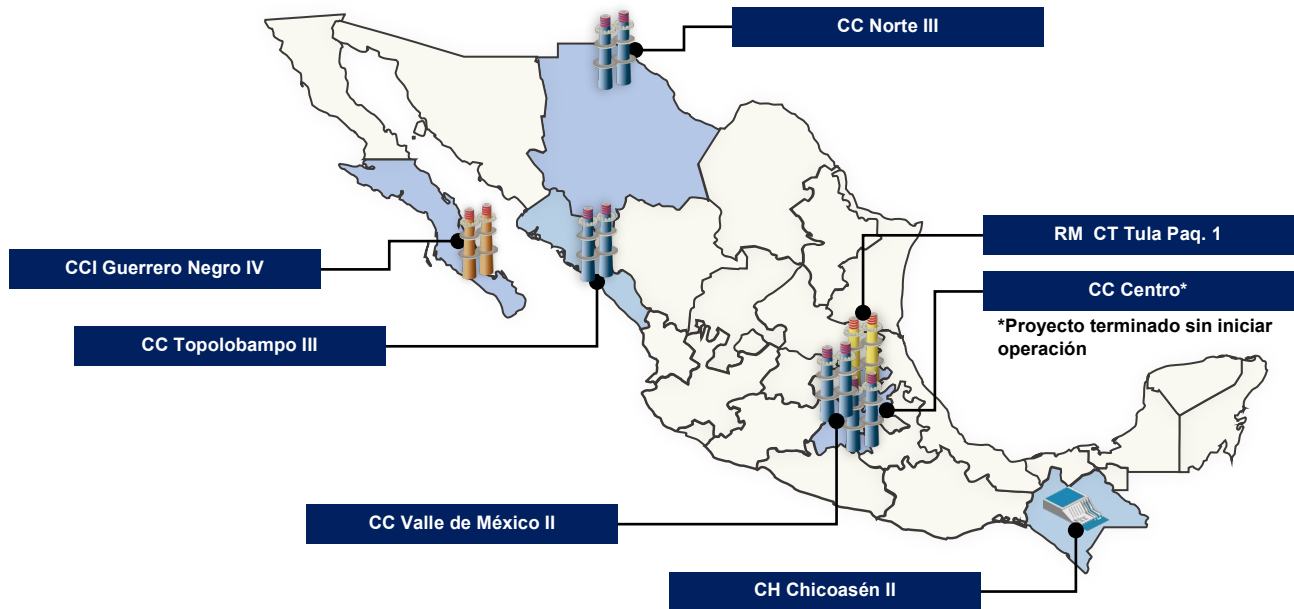
### Proyectos de generación concluidos en 2019



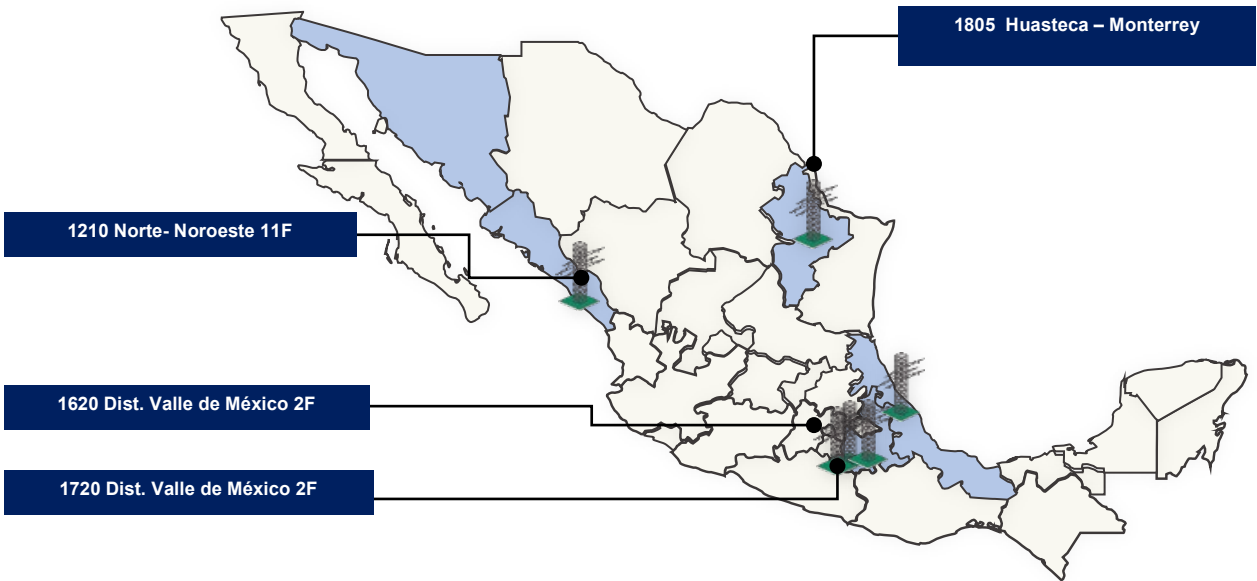
Proyectos de transmisión y distribución en construcción al cierre de 2019



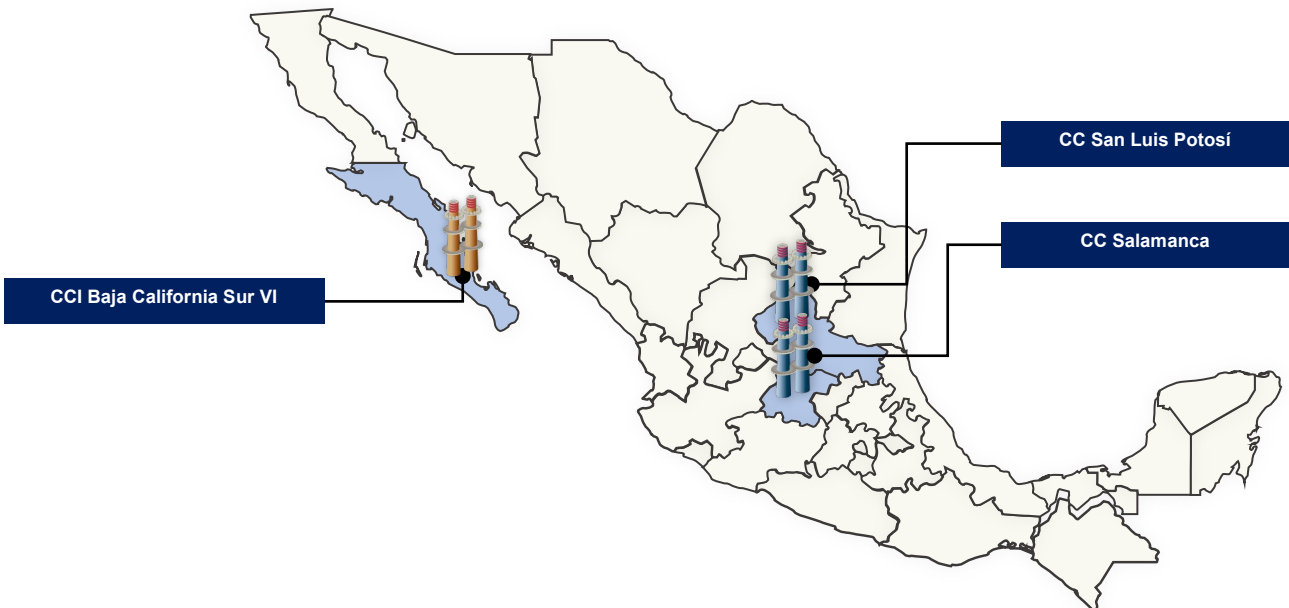
Proyectos de generación en construcción al cierre de 2019



Proyectos de transmisión y distribución en concurso al cierre de 2019



Proyectos de generación en concurso al cierre de 2019



## Principales proyectos concluidos y en construcción

### Proyectos de transmisión y distribución concluidos en 2019

Los 5 proyectos de transmisión y distribución concluidos más relevantes son los siguientes:

#### 1. 1812 Red de Transmisión Asociada a la CC Topolobampo

El proyecto se localiza en los Estados de Sinaloa y Sonora, consistió en la construcción de dos líneas de transmisión y dos subestaciones con voltajes de 400 kV y 230 kV, 276 Km-C y 75 MVAR. El propósito de este proyecto es transmitir la electricidad generada por la central de ciclo combinado Topolobampo III, satisfacer el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en condiciones de calidad, continuidad, confiabilidad en la región y garantizar la eficiencia y seguridad de la red eléctrica de la CFE.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 24 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 07 de junio de 2019.



Fotografía: SE Chocahui

#### 2. 309 SLT 1820 Divisiones de Distribución del Valle de México

El proyecto se localiza en el Estado de México y la Ciudad de México, consistió en la construcción de tres líneas de transmisión y cinco subestaciones con voltajes de 230 kV y 23 kV, 5.2 Km-C, 360 MVA, 75 MVAR y 54 Alimentadores. El proyecto se integra por importantes obras de modernización eléctrica enclavada en una zona de creciente asentamiento poblacional del Estado de México y 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.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 48 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 2 de febrero de 2019.





Fotografía: SE Condesa Banco 1 SF6 (Sustitución) + MVar

### 3. 283 LT Red de Transmisión Asociada al CC Norte III, Sitio Cereso

El proyecto se localiza en el estado de Chihuahua, consistió en la construcción de cuatro líneas de transmisión y dos subestaciones con voltajes de 230 kV, 21.1 Km-C y 10 Alimentadores. 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, durante los 25 años de vida útil de la misma. Así mismo, este proyecto garantiza 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.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 17 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 20 de febrero de 2019.





Fotografía: SE Norte Cereso

#### 4. 336 SLT 2001 Subestaciones y Líneas Baja California Sur - Noroeste (1a Fase)

El proyecto se localiza en el estado de Sonora, consistió en la construcción de cinco líneas de transmisión y ocho subestaciones con voltajes de 230 kV y 115 kV, 225 Km-C, 950 MVA y 13 Alimentadores. El propósito de este proyecto es garantizar 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.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 44 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 5 de junio de 2019.



Fotografía: SE Esperanza Banco 1

#### 5. 337 SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte - Occidental (1a Fase)

El proyecto se localiza en los estados de Chihuahua y Guanajuato, consistió en la construcción de dos líneas de transmisión y tres subestaciones con voltajes de 400, 230 y 115 kV, 208.7 Km-C, 975 MVA, 100 MVAR y 4 Alimentadores. El propósito fundamental de las obras de transmisión contenidas en el proyecto es garantizar, 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 e Irapuato, Guanajuato, de las áreas de Control Norte y Occidental, de acuerdo con los estudios de crecimiento de la demanda.

Adicionalmente este proyecto permitirá reducir los costos operativos del sistema eléctrico de la CFE. Así mismo El Encino – Moctezuma evitará la saturación de la capacidad de transmisión del enlace en 230 kV entre las zonas Moctezuma - Villa Ahumada y Chihuahua, lo que permitirá despachar la generación disponible en la zona Juárez, donde se tendrán centrales eficientes de ciclo combinado.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 36 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 15 de diciembre de 2019.



Fotografía: SE Moctezuma Ampliación Bancos 5 y 6 + MVar

### **Proyectos de generación en concluidos en 2019**

Los 5 proyectos de generaciónn concluidos son los siguientes:

#### **1. Central de Ciclo Combinado Empalme I**

La central de generación con una capacidad neta de 770 MW, se localiza el municipio de Empalme, Sonora, y consistió en un ciclo combinado con 2 turbogeneradores de gas, 2 generadores de vapor por recuperación de calor, 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. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, al ser un proyecto de alta eficiencia y con el uso de gas natural como combustible, ayudará a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 477 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 26 de marzo de 2019.



Fotografía: Panorámica CC Empalme I

## 2. Central de Ciclo Combinado Empalme II

La central de generación con una capacidad neta de 791 MW, se localiza el municipio de Empalme, Sonora, y consistió en un ciclo combinado con 2 turbogeneradores de gas, 2 generadores de vapor por recuperación de calor, 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. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, al ser un proyecto de alta eficiencia y con el uso de gas natural como combustible, ayudará a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 397 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 14 de agosto de 2019.





Fotografía: Panorámica CC Empalme II

### 3. Central Geotermoeléctrica Los Azufres III Fase II

La central de generación con una capacidad neta de 25 MW, se localiza entre los municipios de Ciudad Hidalgo y Zinapécuaro, en el Estado de Michoacán, la central utiliza vapor geotérmico como fluido motriz y estará integrada por una turbina de vapor, un condensador, una torre de enfriamiento, sistemas principales y sistemas auxiliares. El proyecto ayudará a cumplir con 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”.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 51 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 8 de octubre de 2019.



Fotografía: Panorámica CG Los Azufres III Fase II

### 4. Central de Ciclo Combinado Noreste

La central de generación con una capacidad neta de 857 MW, se localiza en el municipio de El Carmen, en el Estado de Nuevo Leon, y consistió en un ciclo combinado con 2 turbogeneradores de gas, 2 generadores de vapor por recuperación de calor, un turbogenerador de vapor, un aerocondensador. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en al área Noreste del sistema interconectado nacional, la central es de alta eficiencia y opera con gas natural como combustible.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 345 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 11 de enero de 2019.



Fotografía: Panorámica CC Noreste

### 5. Central de Ciclo Combinado Noroeste

La central de generación con una capacidad neta de 887 MW, se localiza en el municipio de Ahome, en el Estado de Sinaloa, y consistió en un ciclo combinado con 2 turbogeneradores de gas, 2 generadores de vapor por recuperación de calor, un turbogenerador de vapor, un aerocondensador. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional, la central es de alta eficiencia y con el uso de gas natural como combustible, ayudará a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 334 millones de dólares y su fecha de conclusión fue el 15 de octubre de 2019.



Fotografía: Panorámica CC Noroeste



## **Proyectos de transmisión y distribución en construcción al cierre de 2019**

Los 5 proyectos de transmisión y distribución en construcción más relevantes son los siguientes:

### **1. 266 SLT 1603 Subestación Lago**

El proyecto se localiza en los municipios de Ecatepec de Morelos y Teotihuacán, Estado de México. Consiste en la construcción de dos líneas de transmisión y dos subestaciones con voltajes de 400 kV y 230 kV, 80 Km-C, 660 MVA y 75 MVar. El propósito de este proyecto es contribuir a la confiabilidad del sistema eléctrico del Centro del País, ya que es una obra de modernización eléctrica para la zona de alto asentamiento poblacional del Estado de México y garantizará el suministro de energía eléctrica con calidad, confiabilidad y seguridad en la zona Metropolitana del Valle de México.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 91 millones de dólares y su fecha de conclusión se estima para el 30 de abril de 2020.



Fotografía: SE Lago Bancos 1 y 2

### **2. 188 SE 1116 Transformación del Noreste (4A Fase)**

El proyecto se localiza en los municipios de Cadereyta de Jiménez y Tecnológico, Estado de Nuevo León. Consiste en la construcción de cuatro líneas de transmisión y dos subestaciones con voltajes de 400 kV y 115 kV, 97.6 Km-C, 500 MVA y 11 Alimentadores. El propósito de las obras incluidas en este proyecto es evitar la saturación de los bancos de transformación 400/138 kV y 400/115 kV, de las subestaciones correspondientes a las zonas de Reynosa, Valles y San Luis Potosí. Así mismo garantizarán, en el corto plazo, el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas, con la confiabilidad y seguridad requeridas en las zonas de Reynosa, Valles y Monterrey del Área de Control Noreste. Adicionalmente este proyecto permitirá reducir los costos operativos del sistema eléctrico.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 31 millones de dólares y su fecha de conclusión se estima para el 21 de agosto de 2020.



Fotografía: SE Regiomontano Banco 1

### 3. 274 SE 1620 Distribución Valle de México (1a Fase)

El proyecto se localiza en la Alcaldía de Benito Juárez, Miguel Hidalgo, Xochimilco, Ixtapalapa y Tlalpan de la Ciudad de México; y en los municipios de Naucalpan de Juárez, Zumpango y Metepec, Estado de México. Consiste en la construcción de siete líneas de transmisión y diez subestaciones con voltajes de 230 kV, 85 kV y 23 kV, 16.1 Km-C, 780 MVA, 124.2 MVAR y 123 Alimentadores. El propósito de las obras que integran el proyecto de Distribución garantizarán, 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 Divisiones Valle de México Norte, Valle de México Centro y Valle de México Sur.

Se trata de un grupo de obras de modernización de las subestaciones clasificadas como obsoletas, que por haber estado más de 30 años en operación y considerando los problemas operativos asociados con estas, se considera que estas instalaciones ya no cuentan con capacidad disponible, por lo que los beneficios asociados con la instalación que la sustituye son, la energía demandada en su área de influencia.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 94.6 millones de dólares y su fecha de conclusión se estima para el 15 de marzo de 2020.





Fotografía: LT Culhuacan - Xochimilco

#### 4. 348 SE 2101 Compensación Capacitiva Baja – Occidental

El proyecto se localiza en los municipios de León del estado de Guanajuato y Mexicali del estado de Baja California. Consiste en la construcción de seis subestaciones con voltajes de 161 kV y 115 kV, 174 MVAR. El propósito de las obras incluidas en este proyecto garantizarán 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 León y Mexicali de las áreas de Control Occidental y Baja California. Adicionalmente este proyecto permitirá reducir los costos operativos del sistema eléctrico de la CFE.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 5.7 millones de dólares y su fecha de conclusión se estima para el 12 de junio de 2020.



Fotografía: SE González Ortega MVAR

### 5. 349 SLT 2120 Subestaciones y Líneas De Distribución (3a Fase)

El proyecto se localiza en la Alcaldía de Miguel Hidalgo de la Ciudad de México. Consiste en la construcción de dos líneas de transmisión y dos subestaciones con voltajes de 230 kV y 23 kV, 7.9 Km-C, 120 MVA, 18 MVAR y 19 Alimentadores. El propósito de las obras que integran el proyecto de Distribución garantizarán, 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 Divisiones Valle de México Centro.

Se trata de un grupo de obras de modernización de las subestaciones clasificadas como obsoletas, que por haber estado más de 30 años en operación y considerando los problemas operativos asociados con estas, se considera que estas instalaciones ya no cuentan con capacidad disponible, por lo que los beneficios asociados con la instalación que la sustituye son, la energía demandada en su área de influencia.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 17 millones de dólares y su fecha de conclusión se estima para el 27 de agosto de 2020.



Fotografía: SE Morales Bancos 1 y 2 (SF6) + MVAR

### **Proyectos de generación en construcción al cierre de 2019**

Los 5 proyectos de generación en construcción mas relevantes son los siguientes:

#### **1. Central de Ciclo Combinado Norte III**

La central de generación con una capacidad neta de 907 MW, se localiza el municipio de Juarez, Chihuahua, y consiste en un ciclo combinado con 4 turbogeneradores de gas, 4 generadores de vapor por recuperación de calor asociados a cada turbogenerador de gas, 2 turbogenerador de vapor, 2 aerocondensadores y una subestación convencional en aire. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en al área Noroeste del sistema interconectado nacional,



al ser un proyecto de alta eficiencia y con el uso de gas natural como combustible, ayudará a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 562 millones de dólares y su fecha estimada de terminación es febrero de 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Norte III

## 2. Central de Ciclo Combinado Valle de México II

La central de generación con una capacidad neta de 615 MW se localiza en el municipio de Acolman, Estado de México, y 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. 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.

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 425 millones de dólares y su fecha estimada de terminación es marzo de 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Valle de México II

### 3. Central de Ciclo Combinado Topolobampo III

La central de generación con una capacidad neta de 766 MW, se localiza en el municipio de Ahome, Sonora, y consiste en un módulo de ciclo combinado con configuración integrada por 2 Turbinas de gas, 2 Generadores de Vapor por Recuperación de Calor (GVRC) 1 Turbina de Vapor y 1 Aerocondensador. El propósito de este proyecto es contribuir al suministro de energía eléctrica en el área Noroeste del sistema interconectado nacional, la central es de alta eficiencia y con el uso de gas natural como combustible, ayudará a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 375 millones de dólares y su fecha estimada de terminación es junio 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Topolobampo III



#### 4. Guerrero Negro IV

La central de generación con una capacidad neta de 8 MW, se localiza en el municipio de Mulegé, Baja California Sur, y consiste en dos (2) Unidades Motogeneradoras de combustión interna de la misma capacidad las cuales operaran con una mezcla de Combustóleo-Diesel garantizada de 86.1% combustóleo y 13.9% de Diesel.

El proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 21 millones de dólares y su fecha estimada de terminación es diciembre de 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CCI Guerrero Negro IV

## Proyectos de infraestructura con problemática

### 1. RM CT Altamira U1 y U2



Fotografía: Área de calderas y chimenea RM CT Altamira U1 y U2

Proyecto adjudicado en octubre de 2013 al Consorcio integrado por Isolux (97%) / Alstom (ahora General Electric -GE-, 3%), como Obra Pública Financiada con fecha de terminación julio de 2017.

Debido a diversos incumplimientos contractuales por parte del Contratista, el contrato del proyecto se rescindió el 24 de abril de 2018.

#### Acciones de la CFE

Actualmente, la CFE atiende un proceso legal iniciado por una parte del Consorcio Contratista respecto al finiquito del contrato.

Hasta este momento, no existe un proyecto de sustitución de este proyecto.

## 2. RM CCC Tula Modulo 1 y 2



Fotografía: Panorámica del Proyecto RM CCC Tula Módulo 1

Proyecto adjudicado en diciembre de 2014 al Consorcio Cobra Instalaciones y Servicios, S.A. de C.V., Avanzia Instalaciones, S.A. de C.V., e Initec Energía, S.A., por una capacidad instalada de 550 MW. El 06 de diciembre de 2018 se emitió el Certificado de Aceptación Provisional para el Módulo 2 de este proyecto.

El 4 de junio de 2018 se realizó la primera inyección de vapor a la Turbina de Vapor Unidad 3 del Módulo I; presentando altas vibraciones en el turbo grupo, por lo que se realizaron reuniones con el Contratista, Siemens, LAPEM y la DCIPI, para la resolución del problema, llevando a cabo un estudio y análisis completo del comportamiento tanto dinámico como estático del turbo grupo incluyendo la elaboración de un modelo matemático que permitiera emitir un dictamen y la propuesta de solución del problema.

### Acciones de la CFE

El 13 de octubre del 2019, una empresa especialista en ingeniería a nivel mundial entregó un reporte con las conclusiones y recomendaciones respecto a los trabajos que se están realizando en el Generador Eléctrico de la Turbina de Vapor 3 (TV-3); como resultado del análisis se determinó la modificación del diseño de la cimentación, así como la sustitución de las anclas y la realización de pruebas al Generador Eléctrico. A partir de octubre de 2019 se iniciaron los trabajos de hidrodemolición en el pedestal No.1., así como el retiro de grout y de la placa embebida en pedestales, a la par de la preservación de equipos mecánicos y eléctricos.

El 27 de enero del 2020 se realizó el montaje del Generador Eléctrico sobre los pedestales, quedando asentado los criterios del montaje por los tecnólogos del proyecto; realizándose actividades de alineación y acoplamiento del Turbogruppo, con la verificación de mediciones axiales y radiales en acoplamiento Turbina y Generador Eléctrico de la TV-3.

Para la CFE es necesaria la conclusión de este proyecto tratándose de una obra de rehabilitación y modernización de la central Tula que permitirá que la central opere como dos módulos de ciclo Combinado utilizando gas natural como combustible.



### 3. Ciclo Combinado Centro



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Centro

Proyecto adjudicado en noviembre de 2011 al Consorcio Centro Morelos 264 S.A. de C.V., integrado por: Abener Energía, S.A.; Instalaciones Inabensa, S.A; y Servicios Auxiliares de Administración, S.A. de C.V.; contemplando una capacidad instalada de 642 MW.

La central y su infraestructura de suministro de gas natural se encuentran totalmente construidas; sin embargo, para entrar en operación comercial, se requiere concluir la última etapa de construcción del acueducto subterráneo que suministrará ala central agua tratada para realizar sus servicios de repuesto al ciclo agua vapor y de enfriamiento.

#### Acciones de la CFE

La CFE, bajo la coordinación de las estrategias de la SEGOB, continúa implementando estrategias de concertación de acuerdos con los grupos de actores locales que son relevantes para mantener las condiciones necesarias, tanto en el rubro jurídico como en el sociopolítico, para el eventual reinicio y conclusión de las obras del acueducto.

Es importante continuar con los esfuerzos de operación política para conciliar la terminación del acueducto, lo que redundará en beneficios y ahorros al estado mexicano.

#### 4. Central Hidroeléctrica Chicoasén II



Fotografía: Avance de obra civil en el sitio del PH Chicoasén II, excavación en canal de desvío y ataguía aguas arriba.

Proyecto adjudicado en enero de 2015 al consorcio integrado por Omega Construcciones, Sinohydro Costa Rica, Desarrollos y Construcciones Urbanas (DYCUSA) y CAABSA Infraestructura, bajo el esquema de un Contrato de Obra Pública Financiada (OPF), contemplando una capacidad instalada de 240 MW.

Debido a diversos incumplimientos contractuales por parte del Contratista, la CFE notificó al Contratista la rescisión administrativa del contrato el 8 de marzo del 2018; siendo un proceso actualmente suspendido por acciones legales iniciadas por el Consorcio Contratista.

En octubre de 2016, el Consorcio presentó una demanda arbitral, solicitando la rescisión o terminación del contrato por supuestos incumplimientos imputables a la CFE; situación que es atendida por la CFE.

#### Acciones de la CFE

La CFE atiende las acciones legales iniciadas por el Consorcio Contratista, en lo referente al proceso de rescisión administrativa del contrato del proyecto, así como de la demanda arbitral.

La CFE busca establecer las condiciones necesarias para un posible reinicio del proyecto, una vez superada las actuales situaciones legales que este enfrenta, siempre y cuando esto resulte favorable para los intereses de la CFE y del Estado Mexicano.

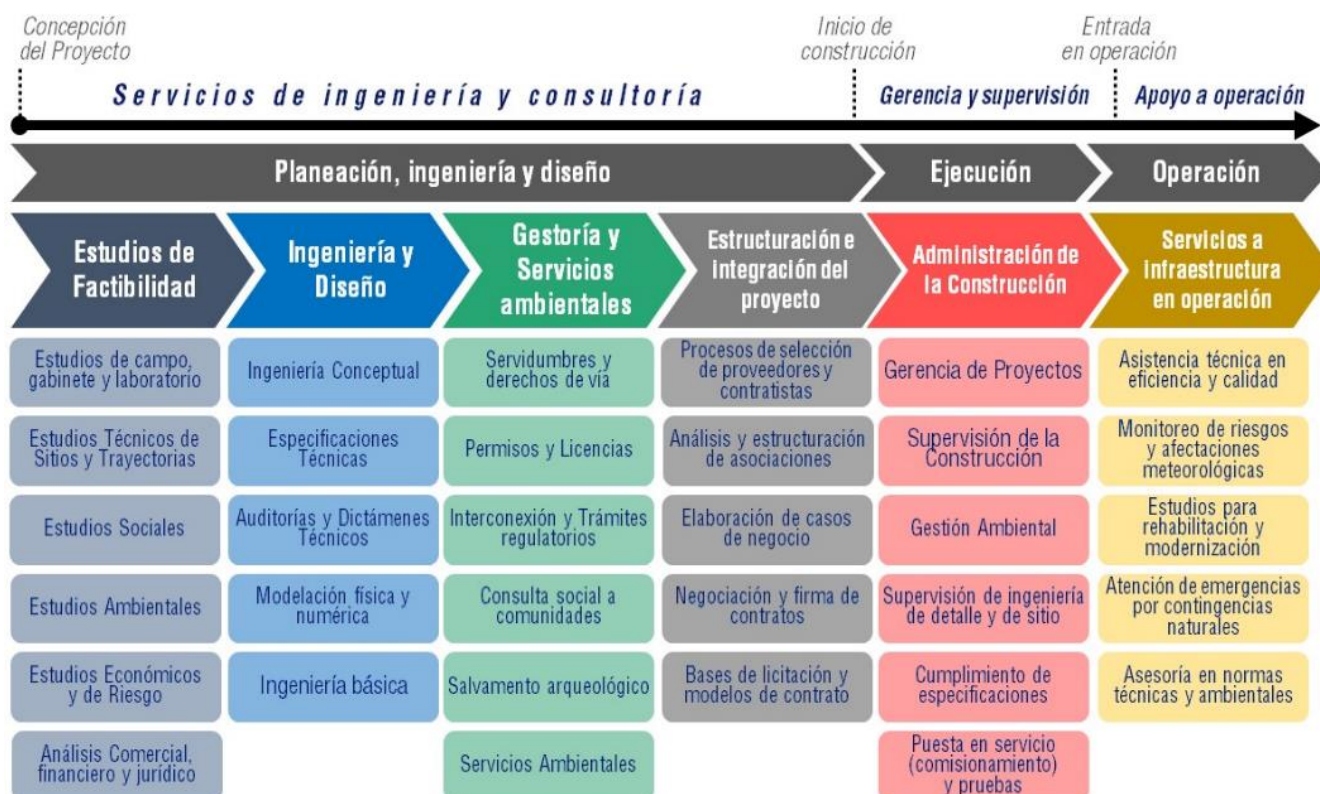
Cabe destacar que este es un proyecto estratégico para las regiones sur y sureste del país, así como para la CFE, siendo fundamental para producir energía eléctrica de bajo costo y con respeto al medio ambiente; apoyando el cumplimiento de las metas de energía limpia en el sector energético. Esta central detonará importantes beneficios de desarrollo económico y social en el estado de Chiapas.

Solo será posible reiniciar el proyecto una vez resueltos los juicios legales pendientes (demanda arbitral y/o rescisión administrativa del contrato).

### Servicios brindados por la DCIPI

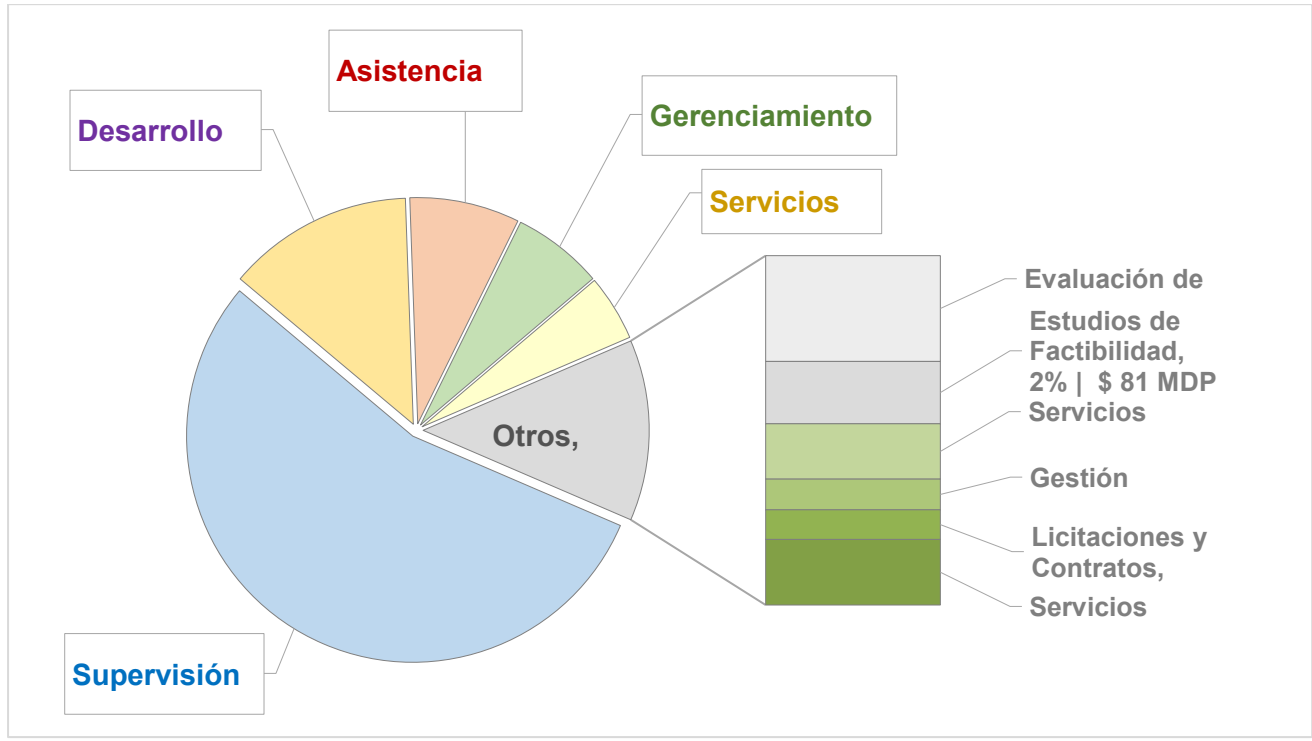
La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) presta servicios de ingeniería, consultoría y promueve proyectos de inversión en infraestructura para las empresas de CFE y clientes públicos, privados, nacionales o internacionales.

La DCIPI consolidó su potencial y experiencia acumulada y un catálogo de servicios especializados que incluyen las siguientes actividades:



### Servicios durante 2019

Durante el año 2019, se contó con un universo de 738 contratos en servicios de ingeniería y consultoría con clientes internos (EPS's de Generación, Transmisión y Distribución; CFenergía, Suministro básico y Suministro Calificado) y del corporativo de CFE, propios de la DCIPI, además de clientes externos. La meta de ventas establecida en el Plan de Negocios (PDN) 2019 era por \$2,945 millones de pesos (MDP). Al cierre de diciembre del 2019 las ventas fueron por aproximadamente \$3,512 MDP, lo que representa ventas superiores al 19% respecto a la meta.



Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020. \$ 3,512 MDP ingresados en 2019, por tipo de servicio DCIPI. Todos los montos están en millones de pesos ( MDP )

Resultado de Ventas	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
Número de contratos	596	738	+24%
Facturación en millones de pesos (MDP)	\$3,973	\$3,512	-11.7%

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020.

**Actividades y servicios internacionales.**

La DCIPI a través de su División de Ingeniería Internacional (DII), ha participado en 66 contrataciones internacionales que han coadyuvado en el desarrollo y bienestar del sector eléctrico en América Latina y han provisto a la CFE de un ingreso de US\$76.16 millones. De estos contratos el 60% corresponden a proyectos de ingeniería especializada y el 40% restante a servicios de capacitación y adiestramiento. Entre las actividades realizadas durante el 2019 se destacan:

**Cierre financiero de proyectos en Ecuador**

1. PH Coca Codo Sinclair

En 2011 la asociación CFE-PYPSA-CVA-ICA ganó el concurso público internacional para el Gerenciamiento y Fiscalización de la construcción del PH Coca Codo Sinclair (1500 MW) de COCASINCLAIR por un monto de US\$118.6 mdd. Los responsables de la construcción fue la empresa constructora china Sinohydro. En diciembre de 2017 se culminó el proyecto con la puesta en marcha de las turbinas y la entrega a CFE del Acta Recepción. Por lo que, durante 2019 se ha trabajado en conjunto con la sucursal de CFE en Ecuador en el cierre financiero del proyecto y en atender las aclaraciones hechas durante dos auditorías realizadas por la Contraloría General de Ecuador, las cuales se está desahogando actualmente.





Fotografía: Proyecto Hidroeléctrico Coca Codo Sinclair

## 2. PH Santiago

La CFE en 2012 y 2013 realizó los Estudios de Prefactibilidad del Sistema Hidroeléctrico Zamora, a solicitud del Ministerio de Energía y Minas bajo el amparo del Convenio Normativo para la Prestación de servicios vigente. El MEM solicitó a la CFE la ejecución del Estudio de Factibilidad y Diseño Básico del PH Santiago que se llevó a cabo del 2013 al 2015, recibándose el acta entrega en septiembre de 2018. Actualmente, existe un adeudo por US\$383,000 que se está revisando con Hidropaute de CELEC EP para su pronto pago.

### **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 brindó de abril de 2016 a agosto de 2019 a través de un Especialista en Proyectos Hidroeléctricos a tiempo completo con visitas puntuales de especialista en construcción, diseño, geotécnica y electromecánica. La DCIPI ha llevado el control y seguimiento del proyecto, facturación, cobranza y relación con el cliente para detectar nuevas necesidades o posibilidades de negocio. El finiquito culminará en febrero de 2020.

### **Representación permanente de CFE en el SIEPAC**

El SIEPAC interconecta los sistemas eléctricos de seis países de América Central: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, a través de una línea de transmisión 230 kV y 1,794 km de longitud. Desde 2008 México, a través de la CFE, es el noveno socio del SIEPAC con un 11.1% de las acciones. Al igual que México existen otros dos socios extrarregionales: España y Colombia, el resto de las acciones corresponden a los 6 países de la región.

Durante 2019, la DCIPI ha representado a la CFE en las reuniones ordinarias y extraordinarias de la Junta Directiva de las empresas del SIEPAC: EPR y REDCA, tres (03) reuniones de manera virtual y tres (03) reuniones presenciales.

## NEGOCIOS COMERCIALES

La Reforma Constitucional en materia de Energía llevada a cabo en el año 2013, implicó necesariamente modificaciones en su marco normativo y en el diseño organizacional de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), con el propósito fundamental de “fomentar la operación eficiente del sector eléctrico” y “participar de forma competitiva en la industria energética”. No obstante, dicho propósito no sólo *no se cumplió*, sino que además los cambios realizados generaron condiciones estructurales negativas para la CFE, estimulando una *disociación de las actividades* que idealmente deberían estar coordinadas y con ello, el incremento de costos, la ineficiencia en la gestión de operación y administración y el frágil e inconsistente control corporativo.

En este contexto adverso, el Director General de la CFE, en concordancia con las políticas sociales y de soberanía del nuevo gobierno de la República, emprendió un proceso de *cambio institucional* con la finalidad de rescatar y devolver a la nación la propiedad de la Comisión y los beneficios que sus actividades proporcionan.

Para revertir estas anomalías, se han establecido directrices que impidan beneficiar a empresas *distintas* a las de la CFE, así como a realizar inversiones que impacten al conjunto del corporativo para su robustecimiento, y que finalmente explicitan disposiciones que han orientado las políticas de la presente administración de la CFE desde su inicio: *fortalecimiento institucional y control estratégico del Corporativo*, en beneficio de toda la CFE.

Es así como, en este proceso de rediseño organizacional de la CFE, su Director General ha encomendado a la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC), a realizar distintas tareas, de acuerdo con sus funciones y obligaciones, con el propósito de reorientar políticas y consolidar proyectos institucionales que respondan a los objetivos generales de fortalecer y gobernar eficazmente a la Empresa, así como de estimular el ahorro, la austeridad en sus procesos y combatir la corrupción.

Ante los retos, la DCNC, con sus distintas áreas, han encaminado sus esfuerzos en redireccionar sus estructuras organizacionales con objeto de implementar las políticas generales que encauzan esta nueva administración corporativa. Es decir, si la creación de valor y rentabilidad para el Estado Mexicano constituye el fin último de la CFE, la DCNC y sus Unidades de Negocio, han entendido que es posible emprender y concretizar esta obligación estatutaria a partir de percibirla no sólo como un proceso empresarial que inicia en la inversión y termina en la ganancia económica, sino fundamentalmente, como un proceso institucional del Estado mexicano que hace un uso racional y eficiente de los recursos administrativos y operativos con los que cuenta la CFE, mediante prácticas organizacionales que flexibilicen el entramado burocrático, que susciten trabajos con visión transversal, que generen economías de escala, que promuevan el ahorro y que terminen finalmente por dotar beneficio social a las mayorías, último y legítimo eslabón de la cadena de valor.

De esta manera, el Director General de la CFE propuso al Director de la DCNC como miembro de distintos Consejos de Administración de Empresas Subsidiarias y filiales, al igual que encargos que van desde enlaces institucionales (con Presidencia de la República, Hacienda y Energía), pasando por la coordinación de áreas para la integración de información específica (Plan Nacional de



Desarrollo, Informe de los 100 días de Gobierno Federal, etc.) hasta la colaboración en el diseño y constitución de un proyecto presidencial (CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos).

A su vez, el Director de la DCNC ha instruido a los encargados de las distintas áreas que la componen, a llevar a cabo acciones tendientes a transformar paulatinamente el andamiaje normativo y reglamentario que las obliga, pero también, a utilizar de la mejor manera los instrumentos jurídicos y recursos materiales actuales con los que cuentan, con objeto de mejorar sus prácticas administrativas y operativas, de tal forma que queden alineados los propósitos e indicaciones de cambio organizacional, *eficacia, austeridad y honestidad* promovidos por el Director General de la CFE.

## Unidad de Negocio CFE Telecom

Desde la obligada cesión del título de concesión de la CFE en materia de telecomunicaciones (Reforma Constitucional en Telecomunicaciones de 2013) y con la llegada posterior de la Reforma energética, CFE Telecom, como Unidad de Negocio, había mantenido una visión *completamente comercial* en el desarrollo de sus actividades, generando ingresos solo virtuales que al final promovieron grandes erogaciones de recursos.

Esta lógica “empresarial” alcanzó a CFE Telecom de distintas maneras, por ejemplo, con su inclinación a desarrollar nuevos negocios con servicios no regulados, sin considerar el enorme potencial en las necesidades en materia de telecomunicaciones al interior de la CFE.

Es por lo anterior, por instrucciones del Director General de la CFE a la DCNC, que la nueva administración de CFE Telecom ha establecido diversas líneas de acción y nuevos proyectos, consolidando una estrategia de transformación radical. Así, en el 2019, se consideró de *mayor valor* la participación de CFE Telecom en el desarrollo de proyectos estratégicos de modernización en materia de telecomunicaciones al interior de la CFE, colaborando en la solución de sus necesidades de manera transversal, con la perspectiva de generar economías de escala, ahorros y austeridad.

Así mismo, la Unidad de Negocios ha enfocado sus esfuerzos en la modernización de la plataforma y equipamiento que dan soporte al Código Especial 071 de la CFE (a cargo de la EPS Suministrador de Servicios Básicos); en la elaboración de un contrato marco de servicios de telecomunicaciones que permita contar con diversos prestadores de servicios (para obtener mejores precios ante las necesidades que la CFE adquiera de terceros); en el desarrollo de estrategia para que la CFE se integre al proceso de marcación nacional a 10 dígitos (sin incrementos desmedidos en la facturación de servicios de telefonía, particularmente llamadas a telefonía celular); en la elaboración de solicitudes de concesiones en materia de frecuencias del espectro radioeléctrico, derivado de las negativas a las prórrogas de vigencia notificadas por el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT) (que se vinculan con servicios de misión crítica, como lo es la Unidad de Negocio Laguna Verde). En ese sentido, y a pesar de las resistencias sistémicas, CFE Telecom pretende consolidarse como el área especializada en *temas regulatorios* del Corporativo.

## Unidad de Negocio LAPEM

El Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales (LAPEM) tiene por misión aportar valor y soluciones tecnológicas al sector energético (a clientes y al Corporativo mismo) en términos de competitividad, confiabilidad, disponibilidad, sustentabilidad y gestión de riesgos en procesos e infraestructura estratégica, ofreciendo en forma proactiva soluciones técnicas, apoyadas en la innovación y competencias especializadas.

Los objetivos estratégicos del LAPEM en 2019 comenzaron a ser redirigidos en la lógica general adoptada por la DCNC de alcanzar un mayor involucramiento de las áreas que la conforman en los procesos productivos de la Empresa, con objeto de *lograr ahorros en los gastos e inversiones al interior* de la CFE. Es así que la Unidad de Negocios ha iniciado cambios fundamentales en el desarrollo de sus actividades, buscando mejorar la colaboración que mantiene con el conjunto de las empresas del Corporativo en la solución integral de los desafíos técnicos, y de innovación tecnológica que enfrenta, de tal forma que su infraestructura y servicios especializados sirvan verdaderamente para generar valor a CFE - sin descuidar el valor económico que el uso de los mismos le otorga el mercado. Los ahorros producidos en sus prácticas organizacionales orientadas hacia el interior, y los procesos de racionalidad y austeridad en la gestión administrativas, permitirán que el LAPEM cumpla con su cometido de coadyuvar en la consolidación del Corporativo, y con ello, en el bienestar de la sociedad.

Es así como, a partir de esta estrategia general, se podrán seguir llevando a cabo otras tareas con miras a asegurar la sustentabilidad financiera del LAPEM, capitalizar la marca a nivel nacional e internacional, consolidarlo como líder en soluciones tecnológicas del sector y generar valor económico a través de la venta de servicios a clientes externos.

## Unidad de Negocios Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico

El PAESE fue creado en el año de 1989 con el fin de coordinar proyectos de eficiencia energética al interior de la CFE, y de promover el uso eficiente de la energía en el sector eléctrico.

Derivado de la Reforma Energética, se modificó la naturaleza jurídica de la institución para convertirla en una Empresa Productiva del Estado, con la obligación de generar valor económico para el Estado Mexicano. Como consecuencia de ello, el PAESE dejó de ser un programa operativo y se convirtió en una Unidad de Negocios con el mandato de “crear valor a través del aprovechamiento, administración y comercialización de los servicios relacionados a la evaluación, certificación y comercialización de dispositivos, técnicas, sistemas de control y tecnologías que promuevan el ahorro de energía eléctrica”.

Como Unidad de Negocios el PAESE *se vio obligado* a modificar su enfoque original, consistente en fomentar una cultura de ahorro de energía, así como también sus parámetros de medición de resultados, priorizando actividades que generaran ingresos a través de la comercialización de sus servicios.

No obstante, desde el 2019, la Unidad de Negocios, por instrucciones del Director de la DCNC, ha encaminado sus esfuerzos organizacionales en la tarea de “generar valor” a la CFE, a través de prácticas que retomen su orientación original, es decir, mediante prácticas que *susciten ahorros* a la Empresa y al sector, y con ello, a la sociedad y el Estado mexicano.

De esta forma el PAESE ha iniciado el diseño y planeación de proyectos que verdaderamente redunden en eficiencia energética al interior del Corporativo, al tiempo que impulsa el uso eficiente de la energía en todo el sector mediante la evaluación de tecnologías, asesorías y difusión de información. De esta forma, la creación de valor se logrará, no como un proceso de mercadeo comercial y de ganancia económica, sino como resultado de una percepción holística del Corporativo, en donde la racionalidad de las estrategias, la transversalidad de las implementaciones y el uso eficiente de los recursos administrativos y operativos promueve ahorros y eficacia institucional.

# ADMINISTRACIÓN DE RECURSOS

## Avances de la Transformación Digital

La Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC), la Dirección Corporativa de Operación (DCO) y la Dirección Corporativa de Administración (DCA) acordaron definir el Plan de Trabajo 2020 e iniciar la implementación del Plan Estratégico para la Transformación Digital de la CFE, revisar las propuestas de continuidad, basadas en la nueva estrategia de la CFE y la nueva visión, con reuniones de seguimiento y continuidad a la Estrategia para la Transformación Digital con cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), Empresas Filiales (EF) y Unidades de Negocio (UN), promoviendo la cultura de innovación dentro de la CFE como un proceso constante y dinámico, a través de la identificación y presentación de nuevas iniciativas de negocio.

### Estrategia Integral de Equipo de Cómputo (2020-2023)

Durante 2019 se elaboró la “Estrategia integral de actualización del equipo de cómputo personal en la CFE y sus EPS (2020-2023)”. En esta estrategia se delinearán las acciones para una actualización progresiva del equipo de cómputo de escritorio y establece perfiles de usuarios y equipos para subsanar la necesidad específica del personal de la CFE en función de sus actividades. La estrategia establece además, los mecanismos de aprovisionamiento, instalación, configuración del equipo nuevo, mecanismos de respaldo, retiro, reasignación y en su caso baja del equipo obsoleto.

### Servicios de Ciberseguridad

Los servicios de ciberseguridad protegieron los servicios que en la CFE y sus EPS presta la infraestructura de equipo de cómputo personal, servidores de aplicaciones, datos e infraestructura de correo electrónico, manteniendo la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, así como la operación de los servicios que brindan los portales, sitios y aplicativos web, servicios de librerías criptográficas y estampado de tiempo a través de:

- Protección contra código malicioso en 60,000 equipos de cómputo, conteniendo 160,000 incidentes de virus; examinando en promedio mensualmente 4,300,000 correos entrantes y 22,000,000 de correos salientes.
- Protección de 11 sitios y portales web, 17 zonas de Servidores de Nombres de Dominio Institucionales con una disponibilidad del 99.9%, lo que permitió tener una contención de 79,000 amenazas y ataques dirigidos en 15,000,000 accesos.
- Ciberseguridad perimetral para 60,000 usuarios, Servidores de Nombres de Dominio públicos, administración, gestión y protección de 17 zonas, gestión y administración de 17 dominios de internet públicos.
- Reforzamiento y actualización del modelo de gobierno de seguridad de la información y sus procesos para elevar la postura de ciberseguridad de la CFE.
- Seguimiento continuo y comunicación ante eventos e incidentes de ciberseguridad reportados por la Secretaría de Seguridad y Protección Ciudadana.
- Actividades de fortalecimiento de configuraciones y versiones de software en infraestructuras críticas y al interior de la CFE, así como análisis del código malicioso y aplicación de medidas de prevención con los indicadores de compromiso con el fin de minimizar los riesgos tecnológicos derivados de ataques a entidades del sector gobierno y energético.
- Comunicación permanente con el Grupo Técnico del Comité de Expertos de Seguridad Informática del Grupo de Seguridad Nacional para aplicar medidas de prevención recomendadas.

Las actividades mencionadas permitieron a la CFE, sus EPS, EF y Terceros con que tiene CFE comunicación, minimizar el campo de exposición ante ciber amenazas externas y proteger la

confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información, logrando que durante 2019 no se concretase un incidente de ciberseguridad.

### **Sistemas de información y portales web**

Se logró la implementación de la plataforma para desarrollo y colaboración que permita el desarrollo, mantenimiento y actualización de los sistemas de la CFE y sus portales, a través de una metodología ágil, obteniendo una plataforma común para los desarrolladores de la CFE de manera remota, reduciendo los costos de viáticos y traslados, aprovechando el talento del personal a nivel nacional.

En este periodo se desarrollaron y liberaron: el Portal del Sistema de Consultas de Actas y Acuerdos y el módulo de Actas del Sistema Electrónico de Contrataciones, el Sistema de Denuncias y Equidad de Género, así como el Sistema Anticorrupción.

El Sistema Electrónico de Contrataciones durante 2019 registró más de 13,000 procedimientos de contratación por un monto de 49 mil millones de pesos.

Se registraron casi 40 millones de acceso al portal de la CFE y más de 4 millones de accesos al Portal Interno (Intranet).

El Sistema de Administración Documental (SIADOC) gestionó en el periodo más de 84 mil documentos en las diferentes áreas de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias, que representa cerca de 250 GB de almacenamiento. Lo que equivale a un incremento aproximado del 10% en el número de documentos y 16% del almacenamiento utilizado, respecto al acumulado de años anteriores.

### **Correo Electrónico**

Se enviaron más de 29 millones de correos y se recibieron alrededor de 140 millones a través de la plataforma de Office 365, con un promedio diario de 81,000 enviados y 387,000 recibidos.

A través de la Plataforma de Lotus Notes, se enviaron alrededor de 50 millones de correos electrónicos y fueron recibidos aproximadamente 323 millones, con un promedio de envío de más de 136,000 y 886,000 recibidos diariamente.

### **Gobierno de TICs**

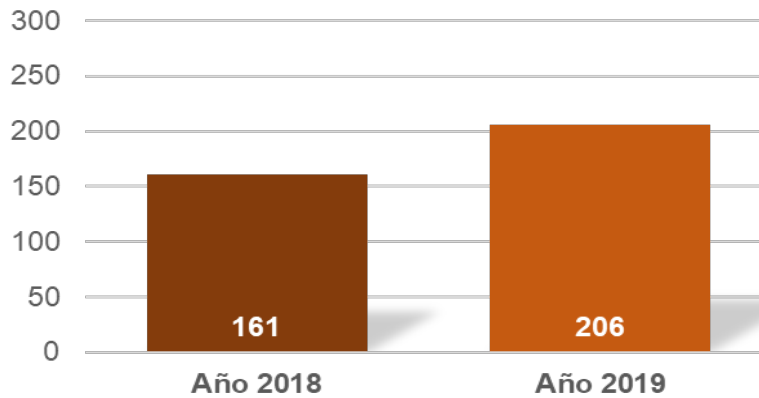
El Subcomité de TIC aprobó la nueva versión de los Criterios Específicos a Observar en la Contratación de TIC, publicada en la Normateca el 20 de mayo de 2019, permitiendo contrataciones derivadas de casos fortuitos o de fuerza mayor, permitiendo actuar de forma inmediata y resolver los problemas operativos, evitando trámites que limitan la agilidad del proceso.

En 2019 se integra al Subcomité de TIC un Representante de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales, permitiendo integrar al área mayor de aprovisionamiento de Telecomunicaciones y de Negocios de Redes al seno del subcomité, complementando la visión integral de las TICs en CFE.

El Subcomité de TIC analiza y revisa las iniciativas que presentan las diferentes áreas, EPS y UN, de la CFE, a fin de emitir su aprobación y/o comentarios. En el 2019 se incrementó en casi 28% el número de iniciativas respecto al 2018.



### Iniciativas Revisadas 2018-2019

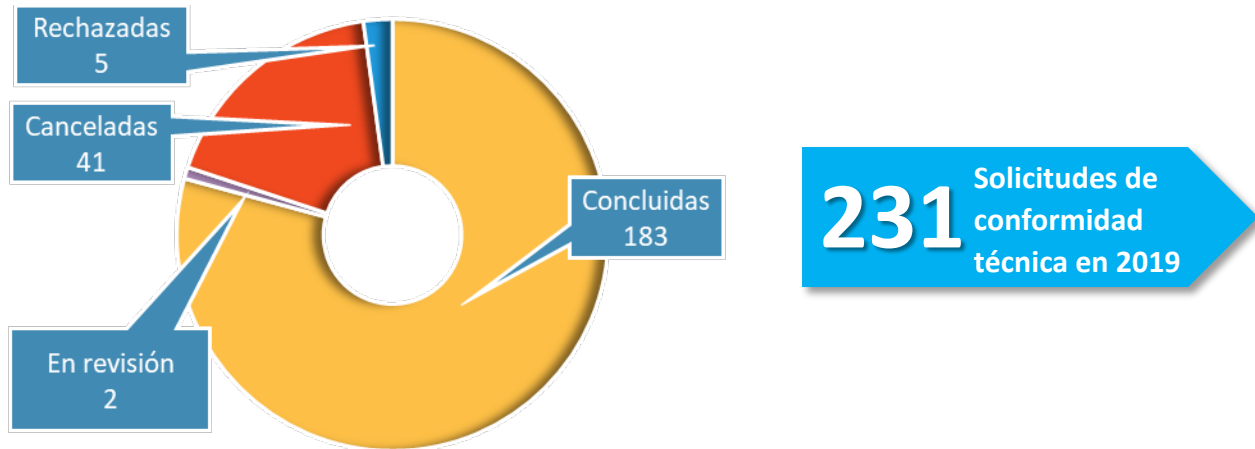


Fuente: Informe anual de Subcomité de TICs 2019.

De enero a diciembre de 2019, el Subcomité de TIC aprobó 126 iniciativas presentadas por las diferentes áreas de CFE, EPS y UN, además de tomar conocimiento de otras 16.

Durante 2019, se recibieron 231 solicitudes de conformidades técnicas por las diferentes áreas, EPS y UN de la CFE, de las cuáles casi al 80% se les otorgó la conformidad correspondiente

### Estado de las conformidades técnicas recibidas en 2019



Fuente: Informe anual de Subcomité de TICs 2019.

### Telecomunicaciones internas

El sistema de telefonía corporativo que integra más de 10 mil 800 extensiones fue actualizado a la versión más reciente, lo que permite contar con el sistema más moderno del fabricante y transformando las capacidades de licenciamiento de 15,000 extensiones de telefonía y 3,000 de movilidad, a una versión con comunicaciones más seguras, que permite utilizar las licencias tanto en los aparatos telefónicos, como en los equipos de cómputo y dispositivos móviles para 15,000 usuarios. Se obtuvieron ahorros por más de 187,000 dólares en la migración del Sistema Telefónico del Corporativo de Generación al integrarse con el Sistema Telefónico del Corporativo, reutilizando equipos y licenciamiento, obteniendo adicionalmente Geo redundancia.

El servicio de telefonía fija y servicios adicionales integra líneas directas, troncales analógicas y digitales, enlaces de datos, servicio de internet y seguridad, servicio de atención a clientes 071 y Telespot.

Se ha reducido el gasto en estos servicios en aproximadamente 9 millones de pesos mensuales al comparar lo pagado en 2016 con respecto a la facturación mensual actual. Esto derivado tanto de la reducción de líneas y enlaces como de descuentos en los servicios ofertados para la CFE.

## Recursos Humanos

### Presupuesto

En apoyo al establecimiento de parámetros de austeridad en los rubros correspondientes a sueldos, salarios y prestaciones, conforme al artículo 5° del Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el Ejercicio Fiscal 2019, se autorizó para la CFE un techo de gasto de servicios personales de 58,589.9 mdp, de los cuales, al cierre de 2019 se ejercieron 58,525.5 mdp, lo que representó un ahorro de 64.5 mdp, equivalente a un 0.1%.

Para el ejercicio 2019, a través del oficio No. DCA/MLBM/0285/2019 fechado el 17 de julio de 2019, se establecieron medidas de austeridad que se enfocaron a la administración del tiempo extraordinario y de alimentos.

Se realizó el traspaso de la mano de obra capitalizable de las EPS Distribución y EPS Transmisión del capítulo 1000 Servicios Personales al capítulo 6000 Inversión Física, por tratarse de erogaciones relacionadas con la Obra Pública, este movimiento derivó en un impacto a favor del Capítulo 1000 de 302.3 mdp.

Como resultado de la revisión salarial del Contrato Colectivo de Trabajo, con vigencia a partir del 1° de mayo de 2019, se acordó un incremento ponderado del 4% a través de la modificación al salario y a los porcentajes de las prestaciones de las cláusulas 65 y 75, para quedar de la siguiente manera:

- Incremento del 3.35% a los salarios contenidos en los Tabuladores aplicables a los trabajadores permanentes y temporales.
- Se incrementó el Fondo de Previsión Social en 1.0%, correspondiente a la Cláusula 65, fracción VI del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), para quedar en 11.0% del salario tabulado.
- Se incrementó en 1.02% la Cláusula 75 Ayuda para Despensa, para ascender a un 33.1% del salario tabulado.

Para la negociación de la revisión salarial del CCT, fueron autorizados recursos hasta por 1,378.4 mdp, el costo final de la revisión salarial fue de 1,343.2 mdp, lo que significó un ahorro de 35.2 mdp, es decir un 3%.

El cierre presupuestal del ejercicio 2019 la CFE, correspondiente al capítulo de Servicios Personales ascendió a 58,525 mdp, mismos que abarcan 4 rubros, los cuales son:

- Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenio,
- Sueldos y Salarios,
- Gastos de Seguridad Social y,
- Otras Erogaciones (Remuneraciones a personal eventual, honorarios asimilables a salarios e incentivo de actuación).

El comportamiento que presentaron los servicios personales se muestra a continuación:

### Asignación Servicios Personales 2017-2019

Rubro del Gasto	Millones de pesos			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenio	32,119	33,647	35,170	4.8	4.5
Sueldos y Salarios	13,392	13,763	13,911	2.8	1.1
Gastos de Seguridad Social	6,099	6,316	6,686	3.6	5.9
Otras Erogaciones	2,560	2,595	2,758	1.4	6.3
<b>Total</b>	<b>54,170</b>	<b>56,321</b>	<b>58,525</b>	<b>4.0</b>	<b>3.9</b>

(\*) No incluye personal eventual, dada su propia naturaleza.

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre 2019

Como se aprecia, el capítulo de servicios personales presenta una tendencia creciente como resultado de las negociaciones del Contrato Colectivo de Trabajo, no obstante, el incremento porcentual del último año (2019 vs 2018), presenta un aumento menor que el del año previo, originado por la aplicación de diversas medidas de austeridad para la contención del gasto en este rubro.

No se omite comentar que en el año 2019, se realizó el pago total de un adeudo a favor del Instituto Mexicano del Seguros Social, por lo que se vio incrementado de manera extraordinaria en 260.5 mdp, lo que explica el aumento de 5.9% en los gastos de Seguridad Social.

El rubro de otras erogaciones se incrementó en el último año derivado a un aumento en el costo de los eventuales.

### Evolución del Número de Trabajadores

Al cierre de 2019 la plantilla de personal de la CFE estaba integrada por 91,311 trabajadores, de los cuales 74,057 eran trabajadores permanentes (81.1%), 14,077 temporales (15.4%) y 3,177 eventuales (3.5%).

### Trabajadores 2018-2019

Tipo	Trabajadores		Variaciones	
	2018	2019	Nominal	%
Permanente	71,671	74,057	2,386	3.3
Temporales	15,605	14,077	-1,528	- 9.8
Eventuales	4,093	3,177	-916	- 22.4
<b>Total</b>	<b>91,369</b>	<b>91,311</b>	<b>-58</b>	<b>-0.1</b>

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE. 2018-2019.

En 2019, la plantilla presentó un decremento de 58 trabajadores con respecto al año inmediato anterior, debido principalmente a personal temporal que se emplea para atender suplencias o trabajos por tiempo determinado. La edad y antigüedad promedio del personal que integra la plantilla actual es de 40 años 5 meses, y de 13 años y 5 meses, respectivamente.

### Jubilados

De 2018 a 2019, el número de jubilados pasó de 49,233 a 49,870, lo cual representa un incremento de 637 jubilados (1.3%), mostrando una tendencia moderada de crecimiento.

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.- Regula 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) y se mantiene vigente en los mismos términos en 2019.

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 por régimen de jubilación**

Año	Total Trabajadores	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
2019	88,134	40,521	47,613

No incluye personal eventual dada su propia naturaleza de contratación.

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, 2018 y 2019.

Al cierre de 2019, el 46.0% del personal se encuentra en el Sistema de jubilaciones del Apartado I, el 54.0% del personal está bajo el Apartado II.

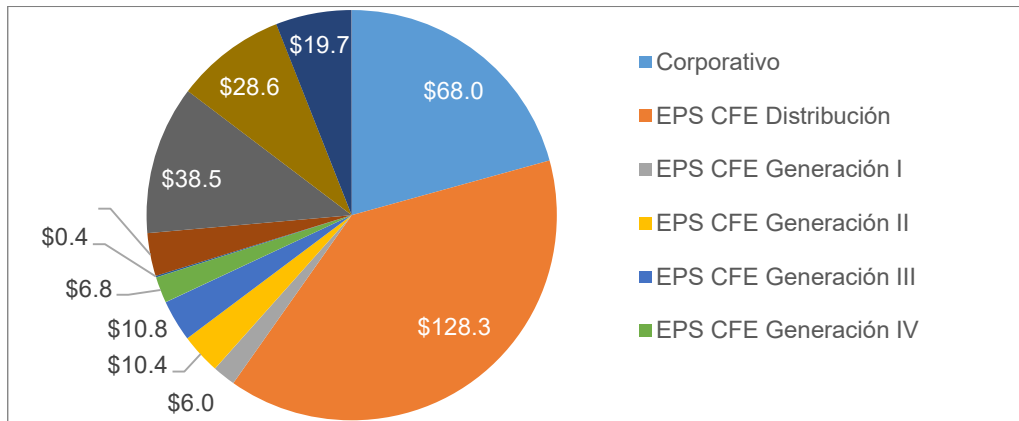
**Capacitación**

El gasto en capacitación durante 2019 se incrementó de 403 a 449 mdp, lo que representa un incremento del 11.3%, y se explica por el mayor movimiento de personal en la capacitación presencial.

La Dirección Corporativa de Operaciones, la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, así como la EPS Distribución, la EPS de Transmisión y las EPS de Generación I, III, V fueron las áreas que presentaron un mayor crecimiento en materia de capacitación, cuya inversión se incrementó de 291.2 a 328.6 mdp, lo que representa un aumento del 12.8%,

Los 328.6 mdp destinados al proceso de capacitación en 2019 se distribuyeron de la siguiente manera: 20.7% al Corporativo, 6.0% a las Unidades de Negocio y 73.3% a las EPS.

**Presupuesto destinado a capacitación por Corporativo y EPS  
(Millones de pesos)**



Fuente: Sistema ESSBASE de la DCF. Diciembre 2019.

**Capacitación por temática**

Los programas de capacitación se enfocan principalmente al personal que realiza funciones técnicas sustantivas. En 2019 se incrementó en 23.5% el número de participantes en estos temas, en tanto que en temas transversales presenta el mayor aumento del orden del 37.3%, así como un incremento para apoyar la terminación de estudios escolarizados, situación que revierte la tendencia presentada en el año 2018.

**Participantes por Temática 2017-2019**

Temática	Participantes			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
1.- Desarrollo Humano	12,044	10,255	6,334	-14.9	-38.2
2.- Transversal	96,351	46,149	63,343	-52.1	37.3
3.- Técnico o especialidad	481,753	451,231	557,418	-6.3	23.5
4.- Estudios escolarizados*	12,044	5,128	6,334	-57.4	23.5
Total	602,191	512,763	633,429	-14.9	23.5

\*Incluye los estudios de doctorado, posgrado, licenciatura y bachillerato.

Fuente: Sistema Institucional de Capacitación (SIC R1). Diciembre 2019.

**Recursos Materiales, Suministros y Servicios Generales**

La Unidad de Servicios Generales y de Apoyo (USGA), durante 2019, ejerció un total de 436.6 mdp por concepto de Materiales, Suministros y Servicios Generales, enfocados a la atención de sus actividades sustantivas. En la siguiente tabla se muestra la distribución del presupuesto por tipo de actividad:

**Presupuesto ejercido por tipo de actividad sustantiva en 2019**

Concepto	Monto (Millones de pesos)
1. Suministro de Pasajes Aéreos	178.6
2. Arrendamiento	64.7
3. Servicio de Impresión, Fotocopiado, Escaneo	62.7
4. Servicio de Seguridad y Vigilancia	62.6
5. Otros Servicios	35.1
6. Mantenimientos Diversos	26.1
7. Materiales y Suministros	6.7
<b>Total</b>	<b>436.6</b>

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Enero de 2020.

Si se compara con 2018, se observa que el gasto en materiales, suministro y servicios generales disminuyó en un 15.4%, derivado de la aplicación de políticas de austeridad.

**Presupuesto ejercido Materiales, Suministros y Servicios Generales 2018-2019**

Millones de Pesos		Variaciones	
2018	2019	Nominal	(%)
516.1	436.6	-79.5	-15.4

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Enero de 2020.

Es importante subrayar que se obtuvieron ahorros en materia de Suministro de Pasajes Aéreos, por 11.3 mdp derivado de la instrumentación de la medida de ahorro establecida en el Memorándum emitido por la Presidencia de la República de fecha 3 de mayo de 2019. Del mismo modo, se observó una disminución en el consumo de Servicios de Cerrajería, por .5 mdp, con motivo de las acciones instrumentadas para la atención de servicios estrictamente necesarios.

**Bienes Inmuebles**

**- Programa de Enajenación**

En 2019 no se llevaron a cabo enajenaciones de bienes inmuebles en virtud de haberse observado la necesidad de contar con más información respecto del uso que se ha dado al patrimonio inmobiliario de la CFE y de sus empresas productivas subsidiarias, a fin de lograr un uso racional del mismo, lo que posteriormente permitirá determinar qué inmuebles pueden ser en efecto enajenados sin causar perjuicios a la operación.

**- Arrendamiento**

Conforme a las disposiciones aplicables en materia de precios y operaciones interempresas aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, el Corporativo celebró contratos de arrendamiento de bienes inmuebles de su propiedad con las empresas productivas subsidiarias CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Generación III, obteniéndose en 2019 ingresos por un total de 55.3 millones de pesos antes de IVA.

Cabe aclarar que el monto por arrendamiento de bienes inmuebles en 2019 sufrió una disminución con respecto a lo obtenido en este rubro en el ejercicio 2018, debido a que se determinó que algunos de los inmuebles objeto de las mencionadas operaciones en realidad son propiedad de las subsidiarias CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos, como se observa en el cuadro que a continuación se presenta:



**Arrendamientos Bienes Inmuebles 2018-2019**

Programa	Cifras (Millones de pesos)		Variación %
	2018	2019	
Arrendamiento de Inmuebles a las EPS	75.6	55.3	-26.9

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Diciembre 2019.

En el ejercicio que se informa se realizó un diagnóstico sobre las fuerzas y debilidades que se presentan en materia de administración y control del patrimonio inmobiliario de la CFE y de sus empresas productivas subsidiarias, a fin de que en 2020 se realice el Programa de Actualización y Regularización del Patrimonio Inmobiliario (PAR), cuya prioridad radica en dar continuidad a los procesos de regularización, registro y documentación tanto en forma digital como física al patrimonio inmobiliario.

No obstante, lo anterior presenta áreas de oportunidad de mejora como las que se relacionan:

- Realización e implementación de un sistema informático que posibilite en forma eficiente y eficaz, la administración y control del patrimonio inmobiliario de la CFE y de sus EPS, dado que el sistema actualmente en uso se encuentra obsoleto en su plataforma.
- Con un sistema informático adecuado, se prevé homogeneizar la información con la que previamente se ha reportado al Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales (INDAABIN), a fin de asegurar la certidumbre de la misma.

**Bienes Muebles**

Se realizaron 329 eventos de enajenación de bienes muebles en el Corporativo y sus Empresas Productivas Subsidiarias, de conformidad con “El Programa de Disposición Final de Bienes Muebles de CFE 2019”, de acuerdo con los siguientes conceptos:

- Desechos No Ferrosos 50.2%,
- Desechos Ferrosos 16.6%,
- Escorias y Cenizas 13.4%
- Otros Bienes 19.8%.

Para el año 2019 se estimaron ingresos por 194.1 mdp por la enajenación de bienes muebles, sin embargo, se obtuvieron solamente 114.2 mdp, lo que equivale al 58.8% de la meta programada, como se muestra a continuación:

**Enajenación de Bienes Muebles 2017-2019**

Descripción	Millones de pesos			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
Programa Anual de Disposición Final de Bienes Muebles de CFE	322.6	313.4	194.1	-2.8	-38.1
Enajenación de Bienes No Útiles	323.5	666.7	114.2	106.1	-82.9

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Diciembre 2019.

Al mes de octubre se enajenaron bienes no útiles por 71 mdp; con el cambio del Titular del Área se enajenaron 43 mdp adicionales durante el último bimestre de 2019.

Durante el año 2019 se realizó la actualización de las Políticas que Regulan la Disposición y Enajenación de los Bienes Muebles de la Comisión Federal de Electricidad, de sus Empresas Productivas Subsidiaria y, en su caso, Empresas Filiales, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE en su Sesión 32 Ordinaria mediante el acuerdo CA-056/2019, con los cambios siguientes:

- Se establecieron los valores mínimos y referencias de valor para los casos de desastre natural y venta en el extranjero.
- Se adiciona numeral donde se norma y homologa la forma de facturar.
- Se incorpora la enajenación de bienes muebles entre Empresas Productivas Subsidiarias y/o Empresas Filiales, así como entre éstas y el Corporativo.
- Se regula la enajenación de bienes muebles de las empresas de CFE que operan en el extranjero y que requieren de un fundamento para enajenar sus bienes muebles.
- Se incorpora solicitar al Comité de Bienes Muebles autorización en materia de enajenación para aquellos proyectos que permitan obtener mayor rentabilidad.
- Se incorporó la figura del Comodato.
- Se incorporó como integrante del Comité de Bienes Muebles al Titular de la Coordinación de Administración y Servicios.
- Por los términos de la estricta separación legal de la CFE, ya no se consideran como miembros del Comité de Bienes Muebles a los Directores Generales de las EPS.

## Transportes

### Transportes terrestres

La Comisión Federal de Electricidad requiere de una flotilla de vehículos terrestres que le permita realizar las actividades sustantivas de Distribución, Transmisión, Generación, Suministro Básico, así como las actividades de coordinación del Corporativo, dentro las que destacan: vigilancia, supervisión, trabajo en sitio, traslado de material, transporte de personal y atención a clientes.

En julio de 2019 se solicitó a las áreas que conforman la CFE información consolidada sobre sus necesidades de vehículos terrestres, con la finalidad de optimizarlos y alinearlos con las políticas de austeridad instrumentadas por el Gobierno de la República. Derivado del análisis integral de dicha información se identificaron diversas áreas de oportunidad, entre las que destacan:

- Existían camionetas SUV's para el uso de personal de mando.
- Falta de criterios adecuados para asignación y distribución de vehículos a las distintas áreas y Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE.
- No se identificaba de manera adecuada las características técnicas de los vehículos en función a las actividades sustantivas de la operación.

Derivado del diagnóstico, se decidió de eliminar los vehículos de uso personal, denominados "De apoyo al cargo" y se diseñó una nueva estrategia para el concurso de arrendamiento vehicular que permitiera subsanar las deficiencias del convenio marco vigente desde 2014.

Para el diseño del nuevo concurso se tomaron medidas para que el desempeño de las actividades sustantivas de la CFE y sus EPS que utilizan vehículos arrendados sean eficientes y oportunas:

- Privilegiar vehículos para la operación, aumentando el número de unidades pick up.
- Se sustituyeron pick up de 8 cilindros por unidades de 4 y 6 cilindros.
- Redistribuir unidades que estaban subutilizadas en diferentes áreas de la CFE.
- Se tomó como referencia el concurso de arrendamiento integral consolidado de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, con la finalidad de obtener precios competitivos y asegurar las mejores condiciones.
- Con la finalidad de reducir el costo de combustible, se implementará un programa piloto de unidades pick up con convertidor a gas natural. Solicitando en este concurso 100 unidades.

Por otra parte, es importante mencionar que los precios del arrendamiento vehicular vigentes en 2019 fueron menores respecto al convenio marco 2014, pues tuvieron un descuento promedio del 40%, mientras que para los vehículos sedanes y pickup, van pasajeros, van carga y chasis del 25%



### Transportes aéreos

La Comisión Federal de Electricidad, para garantizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores en todo momento, emplea el servicio de transportación aérea para atender diferentes actividades operativas tales como: revisión y mantenimiento de líneas de las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE Transmisión y Distribución en áreas de difícil acceso; rondines de patrullaje y celaje para fines de seguridad física en las diferentes instalaciones de la empresa; transporte de pasajeros; atención a emergencias; carga externa e interna de equipo eléctrico y adiestramiento e izaje de estructuras de emergencia.

En el año 2019, se volaron un total de 9,006:4 horas, transportando a 13,303 pasajeros y 176,818 kilogramos de carga, atendiendo los programas de vuelo y necesidades extraordinarias de las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE, sin accidentes o incidentes en las operaciones de vuelo. Del mismo modo, se completaron 9 cursos de izaje de estructuras de emergencia con CFE Transmisión y se participó en la Reunión Nacional de Huracanes.



Por otra parte, durante el segundo semestre 2019 se diseñó el concurso de “Servicio de Transportación Aérea de personal, carga interna y externa con helicópteros”; para ello, se consideraron los siguientes aspectos:

- Se contó con asesoría por parte de Secretaría de Defensa Nacional para la revisión de las especificaciones técnicas y evitar que se dirigiera el concurso
- Para cumplir con las políticas de austeridad, se programó la contratación de 72,000 horas anuales de vuelo garantizadas, y 2,400 horas anuales adicionales para casos de emergencias o contingencia, para el uso de 10 aeronaves medianas (helicópteros) durante un año.
- Se realizó un estudio de redes empresariales para identificar y evitar actos de colusión en el concurso.

Como principales resultados del diseño del concurso, éste se adjudicó por 704 mdp, obteniendo un ahorro en la tarifa de horas vuelo garantizadas anuales por 179 mdp, es decir, 20% con respecto al contrato plurianual 2015-2019.

Adicionalmente, la Unidad de Transportes Aéreos (UTA) cambió de instalaciones, mudándose al municipio de Metepec, reduciendo el costo de la renta de inmueble en un 75%..



## Contrataciones en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios

Las contrataciones en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios que la CFE realizó en 2019, así como su evolución desde 2016, se señalan a continuación:

### Adquisiciones, arrendamientos y servicios 2016-2019.

Tipo de Contratación	Monto (Millones de pesos)				Variaciones (%)		
	2016	2017	2018	2019	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019
Adquisiciones	13,412.0	17,642.0	19,362.0	22,078.3	31.5	9.7	14.0
Arrendamientos	138.0	1,577.0	110.0	32.3	1042.8	-93.0	-70.6
Servicios	10,838.0	8,694.0	9,900.0	11,048.7	-19.8	13.9	11.6
<b>Total</b>	<b>24,388.0</b>	<b>27,913.0</b>	<b>29,372.0</b>	<b>33,158.3</b>	<b>14.5</b>	<b>5.2</b>	<b>12.9</b>

Fuentes: 1) Sistema Institucional de Información SAP. Diciembre 2018. 2) Micrositio de CFE. Enero 2020.

Por su parte, las áreas y subáreas contratantes de la CFE y de sus Empresas Productivas Subsidiarias, concluyeron 10,700 procedimientos de contratación, de los cuales, el tipo de procedimiento de contratación más utilizado fue el Concurso Abierto, lo que representa el 58.2% del monto total adjudicado.

### Tipos de Procedimientos de contratación 2019

Tipo de Procedimiento de Contratación	Número	Monto Adjudicado (Millones de Pesos)	%
Concursos Abiertos	1,097	19,234.0	58.2
Concursos Abiertos Simplificados	8,828	7,553.8	22.7
Adjudicaciones Directas	741	6,306.2	19.1
Invitaciones Restringidas	34	64.3	0.2
<b>Total</b>	<b>10,700</b>	<b>33,158.3</b>	<b>100</b>

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.

Durante el 2019, el 67.1% del monto total contratado se adjudicó a través de procedimientos de contratación realizados por el Corporativo de CFE (incluye unidades de negocio), mientras que el 32.9% restante se adjudicó a través de procedimientos realizados por las EPS.

En la siguiente tabla se detalla la proporción de las contrataciones para satisfacer las necesidades de las EPS que fueron realizadas a través de sus áreas y subáreas contratantes y de las que fueron realizadas a través del área contratante del corporativo.

### Contrataciones por empresa 2019

Empresa	Monto Adjudicado (Millones de Pesos)				%
	Adquisición	Arrendamientos	Servicios	Total	
CFE Corporativo	15,946.3	22.7	6,293.9	22,263.0	67.1
CFE Transmisión	374.3	-	471.1	845.4	2.6
CFE Distribución	1,518.2	1.7	1,687.5	3,207.4	9.7
CFE Generación I	639.7	-	501.5	1,141.0	3.4
CFE Generación II	864.2	-	528.1	1,392.0	4.2
CFE Generación III	753.2	1.0	241.3	996.0	3.0
CFE Generación IV	1,072.2	-	277.1	1,349.0	4.1

Empresa	Monto Adjudicado (Millones de Pesos)				%
	Adquisición	Arrendamientos	Servicios	Total	
CFE Generación V	0.0	-	2.8	3.0	0.0
CFE Generación VI	855.9	6.7	527.8	1,390.0	4.2
CFE Suministrador de Servicios Básicos	54.3	-	516.6	571.0	1.7
<b>Total</b>	<b>22,078.3</b>	<b>32.1</b>	<b>11,047.7</b>	<b>33,157.8</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.

En 2019 el monto contratado a través de procedimientos de excepción al concurso abierto (invitación restringida y adjudicación directa), representó el 35.37% del monto total adjudicado. A continuación, se detalla la información relativa al monto contratado a través de las fracciones contenidas en el artículo 80 de la Ley de la CFE.

### Excepciones al concurso Abierto

Artículo 80 de la Ley de la CFE	Monto Adjudicado (Millones de Pesos)	%
Fracc. I	1,521.5	23.9
Fracc. II	0.6	0.1
Fracc. III	572.5	9.0
Fracc. V	1,362.8	21.4
Fracc. VI	1,925.9	30.3
Fracc. VII	69.7	1.0
Fracc. VIII	15.0	0.2
Fracc. XVIII	79.7	1.2
Fracc. XX	25.0	0.4
Fracc. XXV	798.8	12.5
<b>Total</b>	<b>6,370.5</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.

Las contrataciones con los montos más relevantes en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios durante 2019 se enlistan en la siguiente tabla. Por sus montos, todos estos procedimientos se realizaron por medio de la Gerencia de Abastecimientos.

### Principales Adquisiciones, arrendamientos y servicios 2019

Concepto	Monto (Millones de Pesos)
Adquisición de 4,940,000 toneladas de Carbón Mineral Térmico Tipo 2 y Tipo 3 con destino a la C.T. Presidente Plutarco Elías Calles	9,857.1
Adquisición de Medidores de Energía Eléctrica para Baja Tensión	1,349.4
Contratación del servicio de las pólizas Integral y Bienes y Riesgos Diversos, vigencia 2019-2020	1,251.6
Adquisición de bienes para el Proyecto de Conectividad Fibra Óptica Red Eléctrica Inteligente REI	871.4
Contratación del Servicio de Arrendamiento de parque Vehicular	729.3
Servicio de Transportación Aérea de personal, carga interna y externa con helicópteros	704.2
<b>Total</b>	<b>14,762.0</b>

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.



Es importante mencionar que en el caso del procedimiento de “Adquisición de medidores de energía eléctrica para baja tensión” se utilizó por primera vez el mecanismo de subasta, lo que permitió mayor competencia y, de manera histórica, que se adjudicara dicho contrato a 4 proveedores, obteniendo precios por debajo de los contratados en 2018 y logrando un ahorro de alrededor de 600 mdp.

De manera general, en el periodo enero-diciembre de 2019, como consecuencia de los procedimientos desarrollados al amparo de las Disposiciones Generales, la CFE y sus EPS, se consiguió un ahorro total de 7,205 millones de pesos en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios.

### Ahorros en materia de adquisiciones, arrendamientos y servicios 2019

Objeto del Procedimiento	Millones de Pesos				% Ahorro
	Presupuesto estimado	Monto Adjudicado	Monto partidas desiertas	Ahorro	
Adquisiciones	26,036.3	22,078.3	223.9	3,734.1	51.8
Arrendamientos	39.6	32.3	0.0	7.3	0.1
Servicios	14,681.3	11,047.7	170.4	3,463.2	48.1
<b>Total</b>	<b>40,757.2</b>	<b>33,158.3</b>	<b>394.3</b>	<b>7,204.6</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Informe de los resultados generales 2019 al Consejo Consultivo Técnico del Proceso de Suministro y Contratación. Enero 2020.

### Compras consolidadas

Durante 2019 se llevaron a cabo 36 procedimientos de compras consolidadas, de conformidad con lo establecido en el “Catálogo básico de bienes y servicios, que por su naturaleza, volumen y monto podrán contratarse por medio de compras consolidadas”, por un monto adjudicado total de 4,832 mdp. Los principales procedimientos, por monto, se enlistan a continuación:

### Principales compras consolidadas 2019

Concepto	Importe (Millones de Pesos)
Adquisición de Medidores de Energía Eléctrica para Baja Tensión	1,349.4
Adquisición de bienes para el Proyecto de Conectividad Fibra Óptica Red Eléctrica Inteligente REI	871.4
Transformadores de Potencia	424.7
Adquisición de Cable para Cometida	379.1
Adquisición de Cable y Alambre de Distribución	275.9
Adquisición de Restauradores de Distribución	235.8

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.

Es importante destacar que, derivado de los cambios emitidos en 2019 de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la CFE, el Programa Anual de Contrataciones será consolidado por la Gerencia de Inteligencia y Análisis de Mercados, por lo que será más fácil detectar que bienes y servicios son susceptible a adquirirse por medio de compras consolidadas de la CFE y sus EPS.

### Participación de testigos sociales

Durante el ejercicio fiscal 2019, se llevó a cabo la adjudicación de 4 contratos por concepto de pago por servicio de testigos sociales. A continuación, se muestra el listado dichos contratos y los procesos de contratación a los que se vincularon:

### Contratos por Servicio de Testigos Sociales 2019

Número de contrato	Proveedor	Proceso de contratación
80079248	ONG Contraloría Ciudadana para la Rendición de Cuentas, A.C.	Adquisición de Medidores de Baja Tensión
9200010514	Academia de Ingeniería, A.C.	Adquisición de Vehículos con Brazo Hidráulico, con destino a 16 Gerencias Divisionales de Distribución
9200010325	Transparencia Mexicana, A.C.	Programa de Aseguramiento Integral 2019 - 2020
9200011443	Instituto Mexicano de Auditoría Técnica, A.C.	Servicio de Transportación Aérea de Personal, Carga Interna y Externa con Helicópteros

Fuente: Micrositio de CFE. Enero 2020.

En relación con 2018, se presenta un incremento del 25.4% en los pagos destinados a este concepto al pasar de 1.5 a 1.9 mdp. Cabe destacar que la normativa señalaba, hasta antes de las modificaciones a las Disposiciones Generales, que los concursos abiertos cuyo monto rebasara el umbral (el equivalente en moneda nacional a veinte millones de dólares para bienes y servicios, y 40 millones de dólares para obras) o cuando lo determinara el Consejo Consultivo, debían contar con la participación de un testigo social.

A raíz del gasto que implica el contratar los servicios de los testigos sociales, se tomó la decisión de modificar la disposición general respectiva para que sea el Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios el órgano facultado para decidir, de acuerdo con el impacto o relevancia de las contrataciones, los casos en los que se tenga que contar con la participación de un Testigo Social que participará en el proceso de contratación, desde la publicación de la convocatoria hasta el momento del fallo, y el cual emitirá un testimonio final que incluirá sus observaciones y, en su caso, las recomendaciones que considere pertinentes.

#### Programa de Aseguramiento Integral

El portafolio de seguros de la CFE está constituido por 8 pólizas integradas en 5 partidas por especialidad del Riesgo, y proporciona coberturas por 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), terrorismo, robo, responsabilidad civil, transporte y estadías, entre los más importantes.

En el año 2019, la CFE llevó a cabo su renovación mediante el Concurso Abierto Nacional No. CFE-0001-CASAN-0004-2019 para la Contratación del Programa de Aseguramiento Integral de la CFE, sus EPS y su Filial CFenergía 2019-2020 con una vigencia del 15 de mayo de 2019 al 15 de mayo de 2020.

Las partidas 1 (pólizas Integral y Bienes y Riesgos Diversos) y 4 (póliza Marítimo y transportes Carga) se declararon desiertas, por lo que se procedió a su contratación mediante adjudicación directa con estudio de mercado. En el caso de la partida 1, fue necesario solicitar una ampliación de la vigencia anterior del 15 de mayo al 28 de junio de 2019, a fin de preparar el procedimiento de contratación, por lo que su renovación fue con una vigencia del 28 de junio de 2019 al 28 de junio de 2020.

El costo de la renovación del programa de aseguramiento integral en 2019 ascendió a 68.3 millones de dólares (mdd) por concepto del pago de primas. La evolución del costo por el pago de primas ha disminuido de 2014 a 2019 en 33.1%, lo anterior representa una disminución acumulada de 129.8 mdd.

De manera particular, la Póliza Integral, que es la de mayor importancia por su costo y cobertura para la CFE, se obtuvo una reducción acumulada por un total de 124.4 mdd en el periodo de 2014 al 2019.

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.

La identificación y modelación de los riesgos nos permiten determinar el grado de vulnerabilidad o exposición a las amenazas y estimar la probabilidad de que un riesgo se materialice sobre un conjunto de bienes o recursos, calcular su impacto financiero e identificar que parte del riesgo debe ser retenido y cual transferido al mercado asegurador.

**Costo pago de primas del Programa de Aseguramiento Integral  
2014-2019**

Póliza	Costo de adjudicación por póliza (Millones de dólares)						Variaciones (%)					Variación acumulada (2014 a 2019)	
	2014	2015	2016	2017	2018*	2019	2014 a 2015	2014 a 2016	2014 a 2017	2014 a 2018 **	2014 a 2019	MDD	%
Integral	91.6	69.8	59.7	52.4	43.1	60	-23.8	-34.8	-42.8	NA	-34.5	-124.4	-135.9
Daño Físico Central Nuclear Laguna Verde	8.1	8.1	8.2	5.8	3.4	5.9	-0.3	1.7	-28.7	NA	-27.6	-4.4	-54.9
Responsabilidad Civil Central Nuclear Laguna Verde	0.7	0.7	0.7	1.3	0.8	1.2	-0.7	0.4	78.3	NA	67.5	1.1	145.5
Responsabilidad Civil por Daño no Físico	0.4	0.4	0.4	0.3	0.1	0.3	-3.6	-7.4	-25.9	NA	-11	-0.2	-47.9
5. Marítimo y Transporte de Carga	1.3	1.1	0.8	0.6	0.3	0.9	-16.8	-39	-53.8	NA	-31.4	-1.8	-141.1
<b>TOTAL</b>	<b>102.1</b>	<b>80.1</b>	<b>69.8</b>	<b>60.4</b>	<b>47.7</b>	<b>68.3</b>	<b>-21.6</b>	<b>-31.6</b>	<b>-40.9</b>	<b>NA</b>	<b>-33.1</b>	<b>-129.8</b>	<b>-127.1</b>

Fuente: Unidad de Administración de Riesgos. 2019

\*La vigencia 2018-2019 fue contratada por 6 meses.

\*\*Derivado de que la vigencia fue solo contratada por 6 meses no se puede comparar con los demás años contratados anualmente.

# ESTRATEGIA Y REGULACIÓN

**Objetivo que buscó CFE durante 2019:** Mejora regulatoria proactiva para el fortalecimiento de la CFE.

Durante 2019 se colaboró en conjunto con las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), Empresas Filiales (EF) y Unidades de Negocios (UN) para proponer a los Órganos Reguladores medidas que eliminen o disminuyan el riesgo que deriva de la regulación, con el objetivo de que se asegure la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y de que la CFE tenga la oportunidad de competir en el mercado eléctrico y de cumplir su objetivo como Empresa Productiva de generar valor para el Estado Mexicano y bienestar social.

## Confiabilidad del SEN

Se solicitó a la Comisión Reguladora de Energía:

- Realizar ejercicios para determinar el límite de integración de generación intermitente en el SEN a nivel Nacional y regional, con el objeto de garantizar eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el corto, mediano y largo plazos.
- Revisar los criterios de vigencia de los permisos de generación y contratos de interconexión que han solicitado prórrogas para su interconexión y operación comercial.
- Implementar criterios técnicos de impacto en la operación del SEN que garanticen la confiabilidad y seguridad, en el proceso de otorgamiento de permisos de generación.

Se participó en el proceso de revisión del:

- Código de Red.
- “Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga”.

## Planificación del Sistema Eléctrico Nacional.

Se plantearán a la CRE alternativas para fortalecer la Planificación del Sistema Eléctrico Nacional, incluyéndose a CFE como elemento fundamental del proceso y con la recuperación de su carácter de promotor del desarrollo y bienestar del País.

## Actualización del Portafolio de las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación (CONCLUIDO).

Derivado de la publicación en el DOF del oficio de SENER que modifica los portafolios de las EPS Generación de CFE; se concluye la actividad y se emitió la resolución de modificación de los permisos de generación en la sesión del Órgano de Gobierno de CRE del 16 de diciembre.

## Adecuación de los Términos de la Estricta Separación de CFE (TESL).

Se modificaron los TESL aplicables a CFE, para adecuarlos a las necesidades de operación y mantenimiento de las centrales de generación, haciendo más eficientes sus actividades, así como para dotar de mayores elementos que les permitan reducir los costos de operación de manera que se traduzca en menores precios para el usuario final, y con ello, participar de forma competitiva en la industria eléctrica nacional.

## Actualización de las Tarifas Reguladas de Transmisión y Distribución.

CFE Transmisión y Distribución realizaron propuestas a la CRE para la revisión y actualización de la metodología utilizada en el cálculo de la Tarifa Regulada.

## **Tarifas de venta de energía eléctrica para usuarios del sector comercial, industrial y de servicios públicos (CONCLUIDO)**

La CRE aceptó la modificación de la metodología que consiste en flexibilizar el periodo de recuperación del déficit o exceso en costos hasta por un periodo de 12 meses. La modificación se realizó en la sesión del Órgano de Gobierno del 30 de septiembre bajo el número acuerdo A/029/2019.

### **Principales Logros**

Durante 2019 CFE reforzó el proceso de planificación estratégica, a través de las líneas estratégicas establecidas por su Dirección General, en la que se incluyó la responsabilidad y participación de toda la Institución, desde el Corporativo, la Dirección Corporativa de Operaciones y las Empresas Productivas Subsidiarias.

Al mismo tiempo, se fortaleció la colaboración conjunta del Corporativo con las EPS, EF y Unidades de Negocio para identificar riesgos regulatorios y el carácter proactivo desde las EPS para proponer a los reguladores medidas que les permitan competir en el mercado eléctrico, desarrollando actividades empresariales, económicas y comerciales que generen valor económico y bienestar social.

### **Siguientes pasos**

El reto será que los planteamientos de CFE presentados a los reguladores puedan reflejarse en la mejora a la regulación actual.

Particularmente en materia de tarifas reguladas, se deben impulsar la revisión y actualización tarifaria y el reconocimiento de costos que permitan operar de forma eficiente, considerando tanto los costos operativos como los costos fijos y una rentabilidad razonable. Para lo anterior, CFE y sus EPS deben continuar colaborando en diversos grupos de trabajo para brindar elementos a los entes reguladores para fundamentar las solicitudes.

# ÉTICA Y RENDICIÓN DE CUENTAS

## Control Interno

Como inicio de los trabajos del Programa Anticorrupción, se llevaron a cabo una serie de eventos, entre los que destaca la presentación formal de dicho programa a todos los servidores públicos de la CFE, algunos de manera presencial y otros a través de medios remotos de comunicación. Por otra parte, se llevaron a cabo trabajos de difusión para el personal que labora en la CFE, así como las personas físicas y morales que participan en contratos o licitaciones públicas o que puedan llegar a manejar recursos públicos de toda la Empresa, para que conozcan y detecten posibles conductas irregulares que los servidores públicos y particulares pueden cometer, incentivando la cultura anticorrupción y en su caso la denuncia de posibles actos de corrupción. Los pormenores del programa, su implementación y logros se detallan en el primer capítulo del presente Informe.

### EVENTO DEL 9 DE DICIEMBRE DE 2019, Auditorio Ródano 14.

#### Serie Fotográfica de la Presentación del Programa Anticorrupción en el marco del día Internacional Contra la Corrupción.



Foto 1



Foto 2



Foto 3





Foto 4

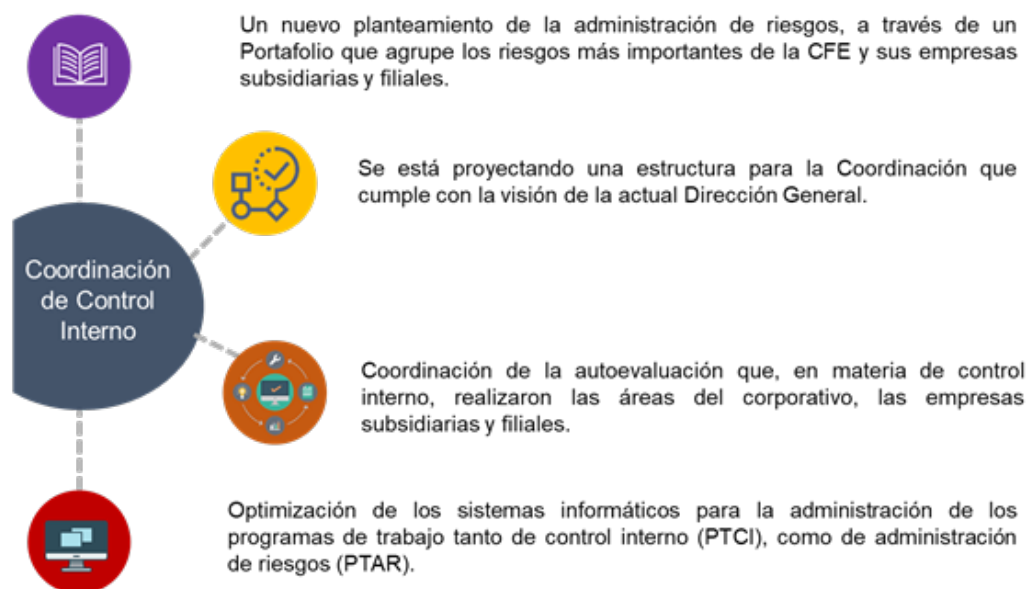


Foto 5

### Sistema de control interno y Administración de Riesgos.

El Control Interno en la CFE representa los esfuerzos realizados por el corporativo, las Subsidiarias y Filiales, con el objeto de resguardar los recursos disponibles, optimizar la información financiera y promover la mayor eficiencia en los procesos institucionales.

En ese orden de ideas, durante el primer trimestre del 2019, la Coordinación de Control Interno de la CFE (Coordinación) llevó a cabo un **análisis del estado que guardaba el control interno institucional hasta ese momento**. De los resultados obtenidos, se identificaron diversas áreas de oportunidad que redundaron, en algunos casos, en la materialización de riesgos relevantes y actos de corrupción. A partir de ese momento, la Coordinación ha implementado una serie de medidas tendentes a mejorar el Control Interno y la Administración de Riesgos de la empresa, entre las que destacan las siguientes:



Asimismo, la Coordinación trabaja actualmente en la implementación del **Modelo de las Tres Líneas de Control**, el cual proporcionará al Sistema de Control Interno en la CFE, una manera simple y efectiva para mejorar las comunicaciones en la administración de riesgos y control mediante la aclaración de las funciones y deberes esenciales relacionados.

En conclusión, con las medidas implementadas y el cambio en la visión sobre el control interno y administración de riesgos, se pretende que la CFE cuente con un Sistema de Control Interno eficiente, eficaz y robusto, que auxilie a sus Directivos en la toma de decisiones y contribuya razonablemente al logro de los objetivos institucionales.

### **Ética Corporativa e Igualdad de Género**

De conformidad con el marco legal aplicable en materia de integridad pública y anticorrupción, la CFE como ente público debe crear y mantener condiciones estructurales y normativas que permitan contribuir al adecuado funcionamiento del Estado en su conjunto, mediante la actuación ética y responsable de cada persona que labora en esta Institución.

Es por ello por lo que en la CFE hemos asumido el compromiso de fortalecer la confianza de la sociedad en quienes laboramos en la empresa mediante una cultura de ética e integridad pública que nos identifique. Con este objetivo general, la Comisión de Ética Corporativa e Integridad Pública aprobó el Programa Institucional de Ética e Integridad Pública (PIEIP) 2019-2024, en cuyo marco se realizan acciones específicas de capacitación, difusión y la implementación de mecanismos institucionales.

Las acciones y mecanismos implementados en materia de ética corporativa e integridad pública tienen su columna vertebral en el Código de Ética de la CFE, sus Unidades de Negocios, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, aprobado por el Consejo de Administración en la Sesión Ordinaria número 30 realizada el 25 de abril de 2019, el cual fue revisado y actualizado a fin de que estuviera alineado al Código de Ética de las Personas Servidoras Públicas de Gobierno Federal y al Programa Anticorrupción de la CFE.

La Comisión de Ética Corporativa e Integridad Pública de la CFE es el órgano colegiado responsable de establecer las acciones anuales a desarrollar, las metas asociadas con los indicadores de cumplimiento, los cuales se dan a conocer a la Secretaría de la Función Pública.

Los resultados obtenidos durante 2019 y su referencia comparativa con años anteriores se muestran en la siguiente tabla.

Descripción	Metas Alcanzadas			Variaciones (%)	
	2017	2018	2019	2017 a 2018	2018 a 2019
1. Capítulo de Ética Corporativa, incorporado a la Encuesta de Clima Organizacional (SICLO)	90%	89%	90%	-1.1	1.1
2. Percepción de cumplimiento del Código de Ética y apego a los valores institucionales de los líderes de CFE	89%	88%	88%	-1.1	0.0*
3. Personal capacitado en temas relacionados con la ética corporativa	30%	50%	42%	66.7	-16.0**
4. Sensibilización de los líderes en temas de ética	58%	65%	65%	12.1	0.0
5. Compromiso de cumplimiento del Código de Ética	93%	91%	93%	-2.2	2.2

\* El resultado no es del todo comparable debido a que el universo de líderes evaluados aumentó de 193 en 2017 a 364 en 2018 y en 2019 el universo fue de 639 personas en puestos de liderazgo evaluadas.

\*\* En la CFE tenemos el compromiso de impactar al 100% del personal al cabo de tres años, por lo que la meta anual es del 30%, el resultado si bien es menor al del año anterior, éste fue superior a la meta comprometida en 2019.

Además del Código de Ética, la Comisión de Ética Corporativa e Integridad Pública revisó y actualizó documentos normativos fundamentales para el tema en cuestión, tales como: el Código de Conducta, la Política de Tolerancia Cero a la Corrupción, el Protocolo de atención para casos contrarios a la ética corporativa y la Guía práctica para Identificar, Prevenir e Informar de conductas que pudieran constituir conflicto de intereses en la CFE.

La CFE cuenta con una herramienta denominada Línea Ética, mediante la cual se registraron 42 denuncias, 23 de ellas relacionadas con casos contrarios a la ética corporativa y 19 a conductas de hostigamiento o acoso sexual. De conformidad con la normatividad vigente, todas las denuncias recibidas por la Línea Ética son atendidas, investigadas y, en su caso, sancionadas por la Unidad de Responsabilidades de la CFE, área dependiente de la Secretaría de la Función Pública.

Asimismo, en el marco de la Tercera Sesión Ordinaria de la Comisión de Ética Corporativa celebrada el 5 de diciembre de 2019, la Unidad de Responsabilidades de la CFE informó que había recibido un total de 1,049 denuncias relacionadas con servidores o servidoras públicos de la CFE.

## Rendición de Cuentas

Respecto a los temas federales coordinados por la Unidad de Ética Corporativa, Igualdad y Rendición de Cuentas, en materia de Transparencia Proactiva, se publicó información que permitió solucionar inquietudes de interés público e incidir positivamente en la toma de decisiones de los ciudadanos con respecto de bienes, productos y servicios que utiliza en su vida cotidiana. Esta información se actualizó en la sección de transparencia del portal electrónico de la CFE.

En materia de Participación Ciudadana, se realizaron sesiones con representantes de la sociedad civil, la academia y los gobiernos estatales, en las que se dieron a conocer diversos programas de la CFE.

Con asesoría de la Fiscalía Especializada para la Atención de Delitos Electorales, se actualizó y difundió en toda la empresa la Guía “Acciones preventivas de Blindaje Electoral recomendadas ante los procesos electorales”, con el propósito de orientar al personal de la Comisión Federal de Electricidad en la instrumentación de acciones preventivas durante procesos electorales.

### **Programa Anual de Donativos**

Durante el ejercicio 2019, dentro del presupuesto asignado a la Gerencia de Desarrollo Social, se contó con la cantidad de 51.76 millones de pesos destinados al Programa Anual de Donativos de la Comisión Federal de Electricidad y sus EPS.

Los “Criterios y Lineamientos para el Otorgamiento de Donativos de la CFE y de sus EPS” establecen que, los mismos, deberán tener como fin principal el desarrollo comunitario y ambiental, así como de proyectos productivos, que permitan mejorar las condiciones de vida de las comunidades aledañas a las instalaciones de la CFE y que los beneficiarios elegibles podrán ser: Estados, Municipios, Ejidos, Comunidades, Asociaciones Civiles y Fideicomisos internacionales.

Sin embargo, durante la revisión de los donativos otorgados por la administración anterior se detectó que los apoyos fueron otorgados atendiendo solicitudes de liderazgos que no demostraron capacidad de gestión en sus comunidades suficiente para solucionar de fondo las problemáticas, y con la expectativa, en ocasiones infructuosa, de evitar protestas e inconformidades que entorpecieran la operación de la empresa o la construcción de infraestructura.

Lo anterior contrasta con las acciones realizadas durante la presente administración, en la cual los conflictos sociales se han atendido mediante el diálogo y la concertación, así como con una relación interinstitucional con otras dependencias del Gobierno de México, atendiendo las instrucciones de nuestro Director General y apegándonos al Plan Nacional de Desarrollo 2019 – 2024.

Sin perjuicio de lo anterior, se analizaron las diversas solicitudes recibidas en esta Gerencia durante el 2019, para estar en condiciones de presentarlas, en su caso, ante el Grupo de Trabajo de Donativos. Sin embargo, no existió ninguna solicitud que cumpliera las condiciones de beneficio comunitario para su otorgamiento.

## Unidad de Género e Inclusión

El 25 de abril de 2019, el Consejo de Administración, mediante Acuerdo CA-031/2019, aprobó la creación de la Unidad de Género e Inclusión (UGI).

Las funciones de la UGI son principalmente de carácter normativo y transversal para toda la CFE ya que es el área encargada de dictar los lineamientos, protocolos, políticas, programas y demás instrumentos para lograr que los compromisos en materia de igualdad establecidos en los tratados internacionales de los que México es parte, la legislación nacional y los planes de gobierno se cumplan, en el ámbito de competencia de la Empresa.

### Programa de Igualdad e Inclusión de la CFE 2020 – 2024

La UGI elaboró un diagnóstico concentrado en dos rubros. El primero buscó antecedentes sobre política pública de electricidad con perspectiva de género, y el segundo se enfocó en analizar las condiciones de igualdad entre quienes trabajan en la CFE. A partir de ello, se elaboró la propuesta de Programa de Igualdad e Inclusión de la CFE, con la colaboración de todas las áreas del corporativo, EPS, EF y SUTERM.

La política de igualdad de género e inclusión es especialmente poderosa para desafiar las desigualdades persistentes; por ello, la CFE se ha propuesto ser un referente para la administración pública en la materia. De ello se deriva la importancia de este documento, ya que brinda una hoja de ruta para lograr la igualdad sustantiva, mediante acciones ambiciosas aplicables a toda la Empresa.

A partir de la consideración de las causas y efectos que las distinciones de género tienen en los procesos organizacionales de la CFE, así como en las políticas implementadas por la Empresa, se elaboró el Programa referido, el cual está estructurado en 4 ejes temáticos, 1 transversal, 17 estrategias y 75 acciones puntuales. Asimismo, se incluye un apartado de indicadores que permitirán evaluar la implementación de cada una de las estrategias.

Eje	Objetivo
1. Género y electricidad	Contribuir en la reducción de las brechas de género para transformar a México en un país más igualitario, a través de los proyectos de electricidad.
2. Cultura institucional de igualdad	Propiciar un cambio de patrones culturales basado en el respeto al derecho humano a la igualdad entre mujeres y hombres dentro de la empresa.
3. Prevención y atención de hostigamiento y acoso sexual	Tener un ambiente que garantice el derecho humano al trabajo libre de violencia de género.
4. Mujeres en la CFE	Incrementar la participación de las mujeres en un sector predominantemente dirigido por hombres.
Transversal: Capacitación	Brindar herramientas al personal de la Empresa para facilitar la incorporación de la perspectiva de igualdad en sus ámbitos laborales

El 6 de diciembre de 2019, se presentó ante el Comité de Recursos Humanos (CRH) los avances en la elaboración de este Programa y, se tiene programado presentarlo en el 2020 para su revisión y aprobación por parte del Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones y el Consejo de Administración.

## Programa Nacional de Igualdad entre Mujeres y Hombres 2019 – 2024

A través de un ejercicio de democracia participativa, el Instituto Nacional de las Mujeres realizó foros en todas las Entidades de la República a fin de escuchar las visiones, intereses y necesidades de las mujeres y niñas de México.

A partir de lo anterior, se identificó como una necesidad recurrente el acceso a electricidad por parte de las mujeres ya que esto permite, entre otras cosas, incrementar el número de horas que las niñas pueden dedicar a la educación, caminar por senderos más seguros, evitar daños a la salud derivados de cocinar con leña o de utilizar velas para realizar actividades productivas.

Esto colocó a la CFE en una posición sumamente relevante para lograr el gran objetivo de este gobierno en torno a reducir las desigualdades existentes, principalmente las vinculadas al género, vinculado con la visión de recuperar el sentido social de la Empresa. Por ello, el PROIGUALDAD 2019-2024 incluye acciones puntuales para la CFE relacionadas con reducir las brechas de género y mejorar la calidad de vida de las mujeres a través de la electricidad.

### Red de Enlaces de Género

Con el objetivo de tener un mecanismo interno de coordinación para incorporar, institucionalizar y transversalizar la perspectiva de género en la CFE, se conformó una Red de Enlaces de Género con participación de todas las áreas del Corporativo, EPS, EF y SUTERM. A través de este órgano, también se busca homologar las estrategias y criterios institucionales en torno a la igualdad de género.

La Primera Sesión de la Red de Enlaces se celebró el 4 de julio de 2019. La Segunda Sesión se realizó el 1 de octubre de 2019.

Se elaboró un Manual de Integración y Funcionamiento de la Red de Enlaces para la Igualdad de Género de la CFE, el cual está en proceso de formalización.

### Capacitación

Se elaboró una oferta de capacitación que consiste en los siguientes cursos que serán impartidos por la UGI:

- Conceptos mínimos de género
- Nuevas masculinidades
- Lenguaje no sexista
- Incorporación de la perspectiva de género en los proyectos de electrificación
- El papel de la CFE en la construcción de un México igualitario
- Presupuestos con perspectiva de género
- Líderes a favor de la igualdad
- Mujeres y liderazgo
- ¿Qué es el hostigamiento y el acoso sexual?
- Obligaciones normativas de los supervisores/líderes en casos de hostigamiento/acoso sexual.

Durante el año 2019, se capacitó a 130 personas en conceptos mínimos de género, igualdad entre mujeres y hombres, masculinidades y prevención de la violencia de género.



## Alianzas

En colaboración con la Subdirección de Negocios en Redes, se logró incorporar la perspectiva de género en la estrategia de cooperación entre la CFE y la Agencia Francesa de Desarrollo. De tal forma que los proyectos de la Empresa financiados por este organismo deberán tener un enfoque que permita contribuir en la reducción de las desigualdades de género en nuestro país.

Con el objetivo de impulsar la participación de mujeres en el sector eléctrico, se iniciaron los trabajos de identificación de líneas de acción comunes entre la UGI y la Red Mujeres en Energía Renovable y Eficiencia Energética (REDMERE).

## Oportunidades de mejora

Con el objetivo de cumplir con las funciones previstas y las obligaciones jurídicas en materia de igualdad de género, se requiere contar con una estructura orgánica alineada con los objetivos de la Unidad.

Por otra parte, a partir de un diagnóstico inicial, se concluyó que no existe un mecanismo eficiente, que fomente la confianza en las personas para denunciar casos de acoso/hostigamiento sexual y tampoco un adecuado seguimiento al interior de la CFE.

Adicionalmente, el pasado 3 de enero se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Protocolo para la Prevención, Atención y Sanción del Hostigamiento/Acoso Sexual, el cual contiene obligaciones específicas en la materia.

Con el objetivo de implementar dichas medidas, se han realizado las siguientes acciones.

- Se elaboró una propuesta de "Pronunciamiento Cero Tolerancia a Conductas de Hostigamiento Sexual y Acoso Sexual".
- Se diseñó un sistema para presentar denuncias de casos de acoso/hostigamiento sexual en la CFE, el cual consta de: App que puede ser descargada desde cualquier teléfono inteligente, micrositio y correo electrónico.
- Se elaboró el material para impartir un curso sobre prevención del hostigamiento/acoso sexual.
- Se elaboró una propuesta de Manual de Prevención y Atención a casos de Acoso y Hostigamiento Sexual, lo cual permitirá implementar las obligaciones previstas en la legislación en la materia. Este documento está en proceso de revisión por parte de distintas áreas de la CFE, se estima concluirlo en el 2020.

Se tiene previsto realizar las siguientes acciones:

- Promulgar el Pronunciamiento "Cero Tolerancia a Conductas de Hostigamiento Sexual y Acoso Sexual"
- Designar y certificar como personas consejeras a las personas adscritas a la UGI, como única área facultada para realizar dicha función.
- Lanzar y promover el uso del sistema para presentar denuncias de casos de acoso/hostigamiento sexual en la CFE.

### Obligaciones de Transparencia

Durante el año 2019, la Unidad de Transparencia de la Comisión Federal de Electricidad atendió 4,353 solicitudes de Información, todas dentro de los términos legales aplicables a la materia. Lo cual representó un incremento del 20.85% con respecto al año 2018. 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 (%)	
	2017	2018	2019	De 2017 a 2018	2018 a 2019
1. Solicitudes recibidas	2,974	3,445	4,353	+13.67% (incremento)	+20.85% (incremento)

Fuente: Unidad de Transparencia, Comisión Federal de Electricidad. Diciembre de 2019.

Durante el 2019, 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 9'011,985 registros lo que se traduce en 126'167,790 datos<sup>20</sup>, que reafirmar el compromiso de la CFE con los ciudadanos.

La CFE se ubicó entre los primeros 10 con más solicitudes de información recibidas dentro de los 924 Sujetos Obligados en el ámbito federal, lo que nos ubica como una de las Empresas Productivas del Estado más comprometidas con la transparencia.<sup>21</sup>

Durante el año 2019 la Comisión Federal de Electricidad sesionó a través de su Comité de Transparencia 47 ocasiones de forma ordinaria y 53 veces de forma extraordinaria. Así mismo, atendió 259 Recursos de Revisión.

<sup>20</sup> Los datos extraídos de la Plataforma Nacional de Transparencia son al mes de Diciembre de 2019.

<sup>21</sup> Información proporcionada por la Dirección General de Evaluación del Instituto Nacional de Transparencia, Acceso a la Información y Protección de Datos Personales. Diciembre 2019

## Auditoría Interna

Conforme al artículo 51 de la Ley de la CFE, la Auditoría Interna depende del Consejo de Administración por conducto del Comité de Auditoría, lo que le confiere independencia para actuar conforme a las políticas que dicha instancia determina. El presente reporte se elabora a solicitud de la Dirección General de la CFE.

### 1. Auditorías practicadas a la Comisión Federal de Electricidad

El Programa Anual de Auditoría Interna (PAAI) 2019, aprobado por el Comité de Auditoría, comprendió 94 revisiones: 13 en las áreas de la estructura corporativa, 66 en empresas subsidiarias, 3 en filiales y 12 transversales.

Al cierre de 2019 se concluyeron 84 auditorías (89%) y continúan en proceso 10 (11%), ya que su terminación se difirió para el primer trimestre de 2020. Con ello, el avance ponderado del PAAI 2019 es de 95%.

De las 84 auditorías concluidas derivaron 528 observaciones.

### 2. Atención de observaciones

De las 528 observaciones de auditoría 2019, las áreas y empresas que conforman la CFE han solventado 28% (149) y quedan pendientes 379 ya que, a la fecha de este reporte al cierre de 2019, las observaciones de la mayor parte de las auditorías practicadas en 2019, recientemente concluidas, se encuentran dentro del plazo establecido para su atención. Es importante no perder de vista que la responsabilidad de la solventación de las observaciones de auditoría es de las áreas auditadas.

#### 2.1. Montos por recuperar, recuperados y adicionales

Las observaciones de auditoría 2019 dieron lugar a 41,359 miles de pesos por recuperar y 15,415,188 miles de pesos por aclarar. Dado que está en curso su solventación por parte de las áreas auditadas, a la fecha de este reporte se han recuperado 1,129 miles de pesos (3%) y se han aclarado 4,624,453 miles de pesos (30%).

Adicionalmente, la auditoría a contratos de servicio de transporte de gas natural por gasoducto determinó, por cargos fijos improcedentes, 392.3 millones de dólares equivalentes a 7,453,700 miles de pesos al tipo de cambio de 19 pesos por dólar; y sanciones no aplicadas por 496.5 millones de dólares equivalentes a 9,433,500 miles de pesos al mismo tipo de cambio. Las renegociaciones a los contratos realizadas por la Dirección General permitirán durante la vigencia de los contratos una reducción significativa de costos respecto a los contratos originales cuyo monto se cuantificará una vez concluido el periodo de renegociación.

#### 2.2. Denuncias de presunta responsabilidad

De la auditoría practicada a los contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural por gasoducto, y de una visita de inspección practicada en CFE Generación VI a la C.H. Temascal, ambas en 2019, derivaron sendas denuncias ante la Unidad de Responsabilidades, la Oficina del Abogado General y la Filial CFenergía S. A. de C. V. que se encuentran en proceso de investigación.

Dichas denuncias se sumaron a 40 de los ejercicios 2015-2018. En conjunto, las 42 denuncias se han traducido en 52 asuntos, de los que 25 obtuvieron "Acuerdo de Archivo"; 5 continúan en

investigación; 7 se resolvieron sin sanción; 13 se resolvieron con sanción administrativa y/o económica; y 2 se turnaron al Tribunal Federal de Justicia Administrativa por tratarse de faltas graves.

### 3. Auditorías de alto impacto

#### 3.1. Contratación de bienes y servicios

Auditoría: *Contratos de prestación de servicios de transporte de gas natural por gasoducto*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Operaciones / Dirección Corporativa de Administración / CF Energía, S.A. de C.V.

Principales resultados

Se auditaron 7 Contratos de Servicio de Transporte de Gas Natural correspondientes a los Gasoductos: Tuxpan – Tula, Tula - Villa de Reyes, Sur de Texas – Tuxpan, La Laguna Aguascalientes, Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara, Samalayuca – Sásabe y Guaymas – El Oro, con los resultados relevantes siguientes:

- Las bases de licitación y el modelo de contrato contravienen las disposiciones de orden público e interés social.
- Los contratos se formalizaron en términos distintos a los autorizados por el Consejo de Administración y el Comité de Estrategia e Inversiones, ya que los riegos de la construcción de los gasoductos quedaron a cargo de la CFE, cuando debió ser de los transportistas por tratarse de un servicio.
- No se contó con un marco que regulara la contratación del servicio de transporte de gas natural.
- Las cláusulas de los contratos son contradictorias entre sí.
- Las Centrales de Ciclo Combinado que serían abastecidas con gas natural mediante los gasoductos contratados no se construyeron.
- La autorización de Casos Fortuitos o Fuerza Mayor fue improcedente al no cumplirse los supuestos de las cláusulas de los contratos y no encontrarse debidamente justificados.
- En consecuencia son improcedentes los pagos de cargo fijo por capacidad en gasoductos cuya suma ascendió a 392.3 millones de dólares.
- Se omitió formalizar convenios modificatorios que justificaran el desplazamiento de la fecha programada de inicio del servicio de transporte, lo que requería la aplicación de penas convencionales por 496.5 millones de dólares al 31 de diciembre de 2018. Adicionalmente, en el caso del gasoducto Sur de Texas – Tuxpan, al 31 de julio de 2019 el monto se incrementó en 88.5 millones de dólares; y en el caso del gasoducto Guaymas – El Oro, en 50 millones de dólares por interrupción injustificada en el servicio de transporte, para un total de 635 millones de dólares.

Como resultado de las observaciones determinadas y no solventadas se presentó denuncia ante la Unidad de Responsabilidades de la CFE, la Oficina del Abogado General y la filial CFE Energía.

Auditoría: *Adquisición e instalación de optimizadores de tensión*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Operaciones / Dirección Corporativa de Administración / Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura / CFE Distribución / LAPEM

Principales resultados

Se revisó la adquisición, montaje e instalación de 82,000 optimizadores de tensión mediante dos contratos, uno por 934,800 miles de pesos y otro por 101,900 miles de pesos para su instalación en Sonora y Sinaloa, con los resultados relevantes siguientes:

- Improcedente autorización del proyecto de preinversión o prueba piloto realizada por LAPEM. Los optimizadores de tensión no generaron ahorro ni eficiencia ya que su función es regular la tensión en el domicilio del usuario y no en la red de CFE Distribución; tampoco se realizaron estudios de calidad de la energía en la red; ni de carga en los domicilios usuarios.
- La prueba piloto, con costo de 1,039,500 miles de pesos, resultó innecesaria y no es posible evaluar sus resultados ya que no se dispone de metodología para llevarla a cabo.
- La contratación se llevó a cabo con referencia a especificaciones técnicas que sólo el proveedor adjudicado podía satisfacer, y no se acreditó la verificación física de los bienes ni el atestiguamiento de pruebas de aceptación en fábrica.
- Penas convencionales no aplicadas por 10,050 miles de pesos por atraso de 76 días en la entrega de 580 optimizadores de tensión, y omisión de registro de entradas y salidas de los bienes en el sistema institucional.
- Inversión de 478,000 miles de pesos en 41,930 optimizadores de tensión que no han sido instalados.
- Subcontrataciones improcedentes del contratista para montaje e instalación de 40,070 optimizadores de tensión en Sonora y Sinaloa, y deficiente supervisión del proceso por parte de la Dirección Corporativa Ingeniería y Proyectos de Infraestructura.
- Pagos improcedentes por 3,527 miles de pesos por obra pagada no ejecutada; falta estimación de finiquito, y deficiencias en los registros de las bitácoras electrónicas.

## **Obra Pública**

Las siguientes auditorías corresponden a ejercicios anteriores a 2019; no obstante, los resultados de su seguimiento condujeron a formular las denuncias correspondientes en el presente ejercicio ante la Unidad de Responsabilidades en la CFE.

Auditoría: *Proyecto de Inversión Financiada 298 CCC Valle de México II*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura

Principales resultados

La evaluación por puntos y porcentajes no aseguró las mejores condiciones para la CFE en el caso de la CCC Valle de México II, donde el contrato se adjudicó a Cobra Instalaciones y Servicios, S.A. / Avanzia Instalaciones, S.A. de C.V. / INITEC Energía, S.A. por 425.3 millones de dólares, propuesta 21.6% (91.8 millones de dólares) más costosa que la que concursó con el menor precio (333.5 millones de dólares), misma que se descalificó por puntos de manera injustificada.

La fecha de aceptación provisional de la obra estaba programada para diciembre de 2017 sin que se haya cumplido, lo que implicó una pérdida de oportunidad de ingresos estimada en 318.4 millones de dólares a noviembre de 2019.

Como resultado de las observaciones determinadas no solventadas se presentó denuncia ante la Unidad de Responsabilidades de la CFE.

Auditoría: *Obra pública para la construcción de nueva obra de toma con desarenador en la presa La Soledad de la Central Hidroeléctrica Mazatepec*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Operaciones / Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura

Principales resultados

Adjudicación impropcedente del contrato de obra pública al Grupo Industrial Razo, S.A. de C.V. / Vel-O Construcciones y Dragados, S.A. de C.V. / Servicios de Recuperación de Agua, S.A. de C.V., ya que las dos propuestas presentadas en la Licitación Pública Internacional incumplían las bases de licitación y sólo se desechó una.

Se identificaron pagos indebidos sobre precios establecidos por 79,348 miles de pesos que no fueron recuperados durante el seguimiento de las observaciones, por lo que se presentó la denuncia correspondiente ante la Unidad de Responsabilidades en la CFE.



Auditoría: *Evaluación de la gestión y manejo de los recursos asociados al Fondo 096*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura

Principales resultados

La DCIPI tiene entre sus funciones prestar servicios a terceros, a efecto de lo cual ha suscrito 312 contratos que le reportaron ingresos por 6,272,893 miles de pesos, que se administran mediante el Fondo 096 del SAP.

Se verificó que dicho Fondo presenta debilidades de control, ya que las funciones de tesorería son realizadas por las áreas operativas de construcción, lo que origina conflicto de interés y genera riesgos de corrupción; carece de manuales de organización y procedimientos, de facultades para operar el fondo, de políticas presupuestales, contables, financieras y comerciales, lo que genera riesgos de pérdida de patrimonio.

Dado que está por concluir el plazo para la solventación de observaciones por parte de las áreas auditadas, no se han presentado denuncias derivadas de esta auditoría.

Auditoría: *Evaluación del esquema denominado Fibra E contratado para financiar los proyectos de inversión instruidos a CFE Transmisión*

Áreas auditadas

Dirección Corporativa de Finanzas / CFE Transmisión / CFE Capital, S. de R.L. de C.V.

Principales resultados

- Los estudios practicados a la Fibra E no aportaron elementos de valoración de su costo beneficio a los Consejos de Administración de CFE y de CFE Transmisión para que pudieran decidir adecuadamente sobre su contratación para financiar proyectos de transmisión instruidos por la SENER en la administración 2012-2018.
- La Auditoría Interna estima que el costo anual de capital de la Fibra E podría alcanzar hasta un 20.4%, equivalente a 6.1 veces el monto de los recursos obtenidos al final del periodo de 30 años pactado. Esta proyección rebasa la que la Dirección Corporativa de Finanzas presentó en el momento de su autorización, de 10 a 12% anual.
- La cascada de pagos para reembolso no incluye todas las erogaciones de la EPS, pues excluye conceptos como: deuda contraída antes de la creación del Fideicomiso Promovido; cargo por demanda garantizada; gastos intercompañía, y depreciación y pérdidas por bajas de activo fijo. Esto implica recuperar costos y gastos de operación, mantenimiento y administración (OMA) relacionados directamente con la operación del negocio de transmisión, así como con las inversiones y costos de financiamiento para proyectos de expansión y modernización que sean reconocidos en la tarifa.
- En la constitución del Fideicomiso Promovido se ceden aspectos relevantes de la administración que pueden limitar la autonomía financiera de la EPS y las facultades que la Ley de la CFE le concede a sus autoridades y órganos colegiados, toda vez que la estructura de gobierno corporativo difiere de la establecida en los instrumentos legales de su

constitución (tres representantes para cada una de las partes), en aparente contravención a lo autorizado por los Consejos de Administración de CFE y de CFE Transmisión.

- Los derechos fideicomisarios de los inversionistas incluyen el valor futuro del activo fijo de CFE Transmisión, que al incrementarse generará mayores utilidades distribuibles a los tenedores de los certificados a cambio de su única aportación y sin inversiones adicionales, obteniendo rendimientos de nuevas inversiones realizadas por la EPS.
- Los recursos de la Fibra E no se han invertido en proyectos de infraestructura autorizados por el Consejo de Administración para el periodo 2018 - 2021, lo que incumple el objeto de la emisión de los certificados y origina costos financieros adicionales.

La Auditoría Interna recomendó evaluar de forma integral las condiciones financieras de la Fibra E para valorar su conveniencia y decidir sobre su continuidad. Dado que está por concluir el plazo para la solventación de observaciones por parte de las áreas auditadas, no se han presentado denuncias derivadas de esta auditoría.

### **Administración de Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales**

Auditoría: *Auditoría al Programa de Mantenimiento 2019 de Unidades Generadoras*

Áreas auditadas

Empresas Productivas Subsidiarias de Generación I, II, III, IV y VI

Principales resultados

Se llevó a cabo la revisión de contratos de mantenimiento en unidades de generación conforme a la distribución siguiente:

AUDITORÍAS AL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO 2019

EPS de Generación	Contratos revisados	Monto (Pesos)
CFE Generación I	14	1,131,343,568
CFE Generación II	35	417,601,909
CFE Generación III	66	314,004,892
CFE Generación IV	11	259,438,185
CFE Generación VI	80	94,465,839
Total	206	2,216,854,393

La muestra auditada se determinó en función de la capacidad operativa de la Auditoría Interna, y de la materialidad que otorga. Entre las conclusiones obtenidas de las auditorías practicadas, por excepción se observó la conveniencia de mejorar los mecanismos de control del proceso de contratación de bienes y servicios en las EPS, en lo que se refiere a investigación de condiciones de mercado, pliegos de requisitos, publicación de convocatorias y sesiones de aclaraciones, evaluación de propuestas, formalización de contratos, pruebas de desempeño, convenios modificatorios, aplicación de penalizaciones y deductivas y plazos de ejecución de los contratos.

Auditoría: *Evaluación de la generación de valor económico para CFE Generación I, por las Unidades Móviles de Emergencia asignadas*

Áreas auditadas

CFE Generación I

Principales resultados

CFE Generación I tenía entre sus activos tres Unidades Móviles de Generación que no producían valor económico para la empresa. Éstas se movilizaron a sitios donde no se contaba con permisos de generación y se contrataron servicios duplicados para su puesta en operación fuera de norma.

Durante la auditoría, dos unidades móviles se trasladaron a la CTG Cerro Prieto Uno y una a Isla Mujeres para atender contingencias, la EPS gestionó la modificación y/o actualización de los permisos de generación, y se acreditó el despacho de la ubicada en Isla Mujeres.

Se encuentra en proceso la denuncia de las irregularidades detectadas ante la Unidad de Responsabilidades en la CFE.

### **Visitas de Inspección**

*C.H. Temascal (CFE Generación VI)*

Principales resultados

Se recuperaron materiales por 1,475 miles de pesos; se detectó una penalización pendiente de aplicar por 1,969 miles de pesos, y se determinó la probable recuperación de intereses moratorios por 76 miles de pesos. Se presentó la correspondiente denuncia ante la Unidad de Responsabilidades en la CFE.

*C.H. Mazatepec (Suministro de Agujas y Toberas para turbina tipo Pelton)*

Principales resultados

Se recuperaron materiales por 419 miles de pesos y se determinó la posibilidad de rehabilitar 12 toberas para ahorrar 414 miles de pesos. Se identificó información falsa y falta de registro en el SAP de bienes retirados por mantenimientos de años anteriores. Proveedor adjudicado sin cumplir con los parámetros exigidos y propuestas rechazadas sin fundamento.

*Campo Geotérmico de Cerro Prieto en Mexicali, Baja California*

Principales resultados

- Contrato “Reparación de pozos en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto B.C.”

Se modificó el pliego de requisitos en la licitación y los mecanismos de evaluación de las ofertas de “evaluación por puntos” a “evaluación por precio”; retraso en la obra de 287 días naturales.

El contrato se modificó en monto por 63,581 miles de pesos y plazo sin convenio modificatorio que lo ampare, pagos por 216,265 miles de pesos con diferencias entre el avance financiero (92.6%) y el avance físico de la obra (70.6%), lo que implicó un pago indebido por 51,333 miles de pesos.

Falta de aplicación de penas convencionales o evidencia de que se haya iniciado el proceso de finalización del contrato.

- Contrato “Perforación y equipamiento de nuevos pozos productores en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto B.C.”

Atraso de 314 días en uno de los pozos, falta de aplicación de penas convencionales o evidencia del inicio del proceso de rescisión de contrato.

Con respecto a las dos últimas visitas se encuentra en proceso de elaboración las denuncias ante la Unidad de Responsabilidades en la CFE, sobre las irregularidades identificadas.

### **Sistema de Control Interno**

Auditoría: *Evaluación a la implementación del Sistema de Control Interno de la CFE, sus EPS y EF*

Áreas auditadas

Comisión Federal de Electricidad (Transversal)

Principales resultados

- En el 86% de los procesos revisados, tanto de la estructura corporativa como de sus empresas, resalta la falta de estructura, plantilla de personal y perfiles de puesto formalizados, actualizados y autorizados, conforme al nuevo modelo operativo de la CFE.
- El 82% de los procesos revisados no incluyen la identificación de riesgos inherentes a faltas administrativas graves, fraude y hechos de corrupción.
- El 72% de los procesos revisados omite aplicar la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la CFE, sus EPS y EF.
- El 58% de los procesos revisados carece de manuales de organización específicos y el 48% de manuales de procedimientos para su difusión, comprensión y cumplimiento.

La madurez del Sistema de Control Interno de la CFE se estima de nivel intermedio, es decir, se encuentra en desarrollo, y los procedimientos diseñados y establecidos se ejecutan en forma razonable por la mayor parte del personal. Sin embargo, no existe una comunicación ni capacitación formal para ello y la responsabilidad es individual. Existe gran dependencia de la experiencia y conocimiento del personal y, por tanto, una probabilidad de error importante.

#### **4. Intervención Preventiva en el Suministro**

La Subgerencia de Intervención Preventiva en el Suministro de la Auditoría Interna tiene como función el acompañamiento preventivo a diversos órganos y procedimientos relacionados con la contratación de bienes, obra y servicios para verificar el apego a la normatividad aplicable, y emitir comentarios y sugerencias que ayuden a transparentar los procedimientos de contratación.

En 2019 participó en la revisión de 179 pliegos de requisitos y sus anexos; asistió a diversos actos relacionados con 301 procedimientos de contratación; emitió comentarios y sugerencias a 7

documentos normativos del procedimiento de contratación, y revisó la información presentada en 89 sesiones de órganos colegiados en la materia en los cuales participa como asesor. Los detalles de su participación se reportaron en su oportunidad al Comité de Auditoría.

Derivado de esta función, se destacan las siguientes participaciones:

#### *Contratación del Programa de Aseguramiento Integral 2019-2020*

Se acompañó al área requirente y al Testigo Social designado desde la conformación del pliego de requisitos, sus anexos y las pólizas, conocer las modificaciones a los mismos, y revisar el apego a la normatividad.

Se sugirió planear con la debida anticipación los procedimientos de contratación para evitar las adjudicaciones directas por falta de tiempo, revisar la metodología utilizada para la elaboración de la Investigación de Condiciones de Mercado, ya que no cumplió la normatividad en la materia y en este caso, no favoreció a conocer las condiciones imperantes en el mercado, dando lugar a que diversas partidas se declarasen desiertas.

La Auditoría Interna fungió como intermediario entre el área requirente y el Testigo Social para lograr un mejor entendimiento y solventar las dudas del Testigo.

#### *Contratación del suministro de pasajes aéreos nacionales e internacionales*

Se participó en el grupo revisor del pliego de requisitos, se sugirió dar cumplimiento a los plazos establecidos para la firma del contrato, anexar la metodología para el cálculo del Precio Base de Descuento, aclarar plazos de pago, así como diferenciar y clarificar las penas convencionales y las deducciones aplicables. El área requirente atendió los comentarios y realizó modificaciones en el pliego que coadyuvaron a la claridad, transparencia y apego a la normatividad aplicable.

#### *Revisión del pliego de requisitos para la contratación del arrendamiento de vehículos*

Se colaboró con el grupo revisor del pliego de requisitos dando lugar a las siguientes modificaciones: dividir por partidas los tipos de vehículos solicitados, solicitar carta del fabricante o planta respaldando el número de unidades requeridas y anexando poder notarial de la persona que firme dicha carta, determinar conforme a la norma la evaluación por puntos o bien utilizar una evaluación por precio, así como analizar el importe de la garantía de sostenimiento para que su monto sea correspondiente al monto de la contratación. Finalmente se sugirió entregar un estudio comparativo entre los costos de compra de vehículos contra los costos del arrendamiento de estos, para dar cumplimiento a las recomendaciones establecidas en la auditoría 101/2015.

## **5. Consideraciones finales**

La Auditoría Interna, como instancia ejecutora del Comité de Auditoría, asume sus funciones de manera comprometida con las políticas, estrategias y objetivos trazados por el Consejo de Administración y por la Dirección General, entre las que destacan alcanzar mejores niveles de eficiencia en la operación, erradicar las prácticas deshonestas y restablecer los referentes nacional y social de su actuación.

Considerando que la CFE se encuentra inmersa en un contexto económico, político y social crecientemente complejo, en el que la competencia de las organizaciones por los beneficios es cada

vez mayor, resulta fundamental que la Auditoría Interna se consolide como un ente de coadyuvancia estratégica en el control interno de los procesos de la organización; en la gestión operativa y financiera con arreglo a resultados, y en la detección y denuncia de actos de corrupción.

Para lograr una incidencia de impacto creciente en la revisión y evaluación de los ingresos, gastos, operaciones y resultados, es necesario definir y desahogar una agenda que contenga estrategias para la consolidación de cuadros de auditores altamente profesionalizados y flexibles, abiertos al perfeccionamiento continuo de la función auditora, y regulados por un marco específico actualizado que les confiera el apoyo normativo y técnico que requieren para un desempeño de excelencia, aún bajo condiciones de astringencia presupuestal.

Asimismo, será necesario avanzar en la implementación de la auditoría continua, mediante el desarrollo de herramientas informáticas específicas que se apoyen en la interoperabilidad de los principales sistemas con que la CFE gestiona sus operaciones.



# CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

## Actividades

### Sesiones de Consejo

El Consejo de Administración de la CFE sesionó en 9 ocasiones durante el 2019, 5 de dichas sesiones tuvieron carácter de ordinarias, y 4 de extraordinarias. Durante su desarrollo, los Consejeros adoptaron un total de 124 acuerdos, los cuales incluyen diversos temas, mismos que van desde asuntos administrativos, hasta la aprobación de proyectos de suma relevancia para la empresa.

### Sesiones de Comités Auxiliares

Los Comités que auxilian al Consejo de Administración de la CFE sesionaron de acuerdo con número de sesiones que requiere legalmente la administración para la substanciación de los temas necesarios para el desarrollo de las actividades productivas de la empresa. Se enlistan el número de sesiones y la cantidad de acuerdos que fueron adoptados por cada uno de los Comités.

<b>COMITÉ DE ESTRATEGIA E INVERSIONES (CEI)</b>	
<b>Número de sesiones</b>	<b>Acuerdos adoptados</b>
5	39
<b>COMITÉ DE ADQUISICIONES, ARRENDAMIENTOS, OBRAS Y SERVICIOS (CAAOS)</b>	
<b>Número de sesiones</b>	<b>Acuerdos adoptados</b>
5	27
<b>COMITÉ DE AUDITORÍA (CoAu)</b>	
<b>Número de sesiones</b>	<b>Acuerdos adoptados</b>
9	64
<b>COMITÉ DE RECURSOS HUMANOS Y REMUNERACIONES (CRHR)</b>	
<b>Número de sesiones</b>	<b>Acuerdos adoptados</b>
6	35

### Miembros

Durante el año 2019 se presentaron los siguientes cambios en la integración del Consejo de Administración:

#### CONSEJEROS DE GOBIERNO FEDERAL

El Titular de la Secretaría de Hacienda Mtro. Carlos Manuel Urzúa Macías presentó renuncia a su cargo el 10 de julio de 2019 y en su lugar se incorporó como Consejero propietario por disposición de Ley, al haber sido designado como nuevo Secretario el Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez, quien venía desempeñando el cargo de Consejero suplente en su calidad de Subsecretario.

En cuanto a Consejeros suplentes de gobierno Federal, el 29 de julio el Mtro. Gabriel Yorio González fue designado como Subsecretario del ramo en la SHCP, y funge como Consejero suplente por disposición del acuerdo secretarial correspondiente.

Posteriormente, la titular de la SENER realizó un cambio de su suplente para las Sesiones del Consejo de Administración de la CFE, y designó al Dr. Alberto Montoya Martín del Campo, Subsecretario de planeación y Transición Energética de dicha Secretaría.

### CONSEJEROS INDEPENDIENTES

El Mtro. Héctor Sánchez López se integró el 20 de junio de 2019, por designación de la Cámara de Senadores a propuesta del Presidente de la República.

El Ing. Enrique de Jesús Zambrano Benitez concluyó el 17 de septiembre de 2019 y su lugar sigue vacante hasta la fecha.

### COMISARIO

El Comisario Ing. Alejandro Rodríguez Miechelsen presentó renuncia a su cargo el 3 de julio de 2019.

Al finalizar el año 2019, el Consejo de Administración tuvo la siguiente composición:

<b>Propietarios</b>	<b>Suplentes</b>
<p style="text-align: center;"><b>Consejeros del Gobierno Federal</b></p> <p style="text-align: center;">Ing. Norma Rocío Nahle García (Presidenta) Titular de SENER Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez Titular de SHCP Dra. Irma Eréndira Sandoval Ballesteros Titular de SFP Dra. Graciela Márquez Colín Titular de SE Ing. Octavio Romero Oropeza Titular de PEMEX</p>	<p style="text-align: center;">Dr. Alberto Montoya Martín del Campo Subsecretario de Planeación y Transición Energética Mtro. Gabriel Yorio González Subsecretario del ramo Mtro. Roberto Salcedo Aquino Subsecretario de Control y Auditoría de la Gestión Pública Mtro. Francisco José Quiroga Fernández Subsecretario de Minería Ing. Marcos Manuel Herrería y Alamina (DCA) y Dr. Alberto Velázquez García (DCF)</p>
<p style="text-align: center;"><b>Consejeros Independientes</b></p> <p style="text-align: center;">Ing. Rubén Filemón Flores García Dr. Luis Fernando Gerardo de la Calle Pardo Mtro. Héctor Sánchez López (Vacante)</p>	<p style="text-align: center;">No tienen derecho a designar</p>
<p style="text-align: center;"><b>Representante de los trabajadores</b></p> <p style="text-align: center;">Sr. Víctor Fuentes del Villar Secretario General</p>	<p style="text-align: center;">Lic. Mario Ernesto González Núñez Secretario del Interior</p>
<p><b>Secretario:</b> Dr. Alejandro Morales Becerra Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos SENER</p>	<p><b>Prosecretario:</b> Dr. Raúl Jiménez Vázquez Abogado General de la CFE</p>

Los cambios que ya se describieron en el punto anterior, motivaron que el Consejo de Administración aprobara una nueva integración de los Comités, para finalizar el año 2019 con la siguiente composición.

### Comité de Auditoría (CoAu)

Propietario	Suplente
Rubén Flores García Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Luis de la Calle Pardo Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Héctor Sánchez López Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	Omar González Vera

### Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones (CRHR)

Propietario	Suplente
Luis de la Calle Pardo Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Héctor Sánchez López Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Arturo Herrera Gutiérrez Secretario de Hacienda y Crédito Público	Iván Cajeme Villarreal o Carlos R. Lever Guzmán
Graciela Márquez Colín Secretaría de Economía	Ricardo Miranda Burgos
Octavio Romero Oropeza Director General de PEMEX	Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera
Víctor Fuentes del Villar Secretario General del SUTERM (Invitado permanente)	Mario Ernesto González Núñez
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	Francisco Javier Varela Sandoval

### Comité de Estrategia e Inversiones (CEI)

Propietario	Suplente
Rubén Flores García Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Luis de la Calle Pardo Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Rocío Nahle García SENER	Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Arturo Herrera Gutiérrez SHCP	Iván Cajeme Villarreal o Carlos R. Lever Guzmán
Graciela Márquez Colín S. Economía	Ricardo Miranda Burgos
Víctor Fuentes del Villar SUTERM (Invitado permanente)	Mario Ernesto González Núñez
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	José Miguel Benjamín Macías Fernández

### Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios (CAAOS)

Propietario	Suplente
Héctor Sánchez López Presidente Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Rubén Flores García Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Irma Eréndira Sandoval Ballesteros Secretaría de la Función Pública	Eduardo Gurza Curiel
Graciela Márquez Colín S. Economía	Mario Alvarado Domínguez
Víctor Fuentes del Villar SUTERM Consejero	Mario Ernesto González Núñez

**Secretario de los Comités: Raúl Jiménez Vázquez.**  
Abogado General de la CFE

# EVALUACIÓN DEL CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN



# Informe que presenta el Consejo de Administración sobre los programas de la CFE durante 2019

## 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
- Programa Financiero Anual
- Plan de Negocios

En cada una de las secciones se analizan los datos de los programas anteriores y se mencionan los principales resultados.

## Programa Operativo Anual 2019

El Programa Operativo Anual (POA) 2019 da seguimiento a 108 indicadores 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 32 se encontraron incumplimientos a la meta establecida, 23 están dentro de un margen de desviación menor al 5 por ciento respecto de la meta y 53 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 2019

EPS / Unidad de Negocio	Métricas				Total métricas
	Cumplen	En margen	No cumplen	Sin medición	
	Indicadores /Proyectos	Indicadores /Proyectos	Indicadores /Proyectos	Indicador/ Proyectos	Suma
Generación I	3	2	5	-	10
Generación II	4	2	4	-	10
Generación III	4	4	2	-	10
Generación IV	2	2	6	-	10
Generación V	6	1	1	-	8
Generación VI	1	5	4	-	10
Gerencia Centrales Nucleoeléctricas	6	0	4	-	10
Transmisión	4	2	0	-	6
Distribución	18	4	4	-	26
Suministro Básico	5	1	2	-	8
<b>Total</b>	<b>53</b>	<b>23</b>	<b>32</b>	<b>0</b>	<b>108</b>

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 subsidiarias de Generación, Transmisión, Distribución y Suministro Básico. 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

INDICADOR	TENDENCIA FAVORABLE	META DICIEMBRE 2019	REAL DICIEMBRE 2019	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS DE LA ADMINISTRACIÓN
Generación Integrado	Disponibilidad de Energía Ofertada a Mercado (%)	80.74	76.27	94%	El resultado se ve afectado por las indisponibilidades: 10% de mantenimiento, 7% de falla, 3% por decremento y 3% por causas ajenas.
	Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	168,649	150,073	89%	La desviación se atribuye principalmente a las EPS's 1, 2, 4 y 6 por la no entrada en operación comercial de proyectos de nuevas

INDICADOR	TENDENCIA FAVORABLE	META DICIEMBRE 2019	REAL DICIEMBRE 2019	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS DE LA ADMINISTRACIÓN
					centrales, incidencias de fallas y decrementos en las centrales de generación, falta de despacho por parte del CENACE, restricciones de combustibles y mantenimiento extendido.
Transmisión	SAIDI <sup>22</sup> (min/cliente)	2.940	3.198	91%	El incumplimiento con margen se debe principalmente a que las Gerencias Regionales de Transmisión Oriente, Central, Sureste, Occidente y Noroeste, obtuvieron valores significativamente más desfavorables a la meta del SAIDI a nivel de la Red de Subtransmisión (RST), impactando el resultado de la Red Nacional de Transmisión (RNT).  La Empresa implementa una estrategia de inversión para fortalecer la aplicación de mantenimiento y modernización de la RST, que impactó al incumplimiento del SAIDI de la RNT.
	SAIFI <sup>23</sup> (Num/cliente)	0.196	0.092	153%	Cumple su meta rebasándola en 53%
Distribución	SAIDI (min/cliente)	25.806	25.069	103%	Cumple su meta rebasándola en 3%
	Pérdidas de energía (incluye Alta Tensión) (%)	10.48	10.97	95%	Debido principalmente a un incremento del 2.03% en el volumen de energía distribuida en año móvil, equivalente a 6,247 GWh y por problemáticas de delincuencia organizada, resistencia civil y asentamientos irregulares en algunas zonas del país por 7,002 GWh (representa el 41% de la pérdida no técnica nacional), principalmente en las Divisiones Golfo Norte, Oriente, Valle de México Norte y Centro.
Suministro básico	Satisfacción de Clientes (%)	92.27	92.59	100%	Cumple su meta.

<sup>22</sup> Índice de duración promedio de interrupción del sistema, por sus siglas en inglés (*System Average Interruption Duration Index*)

<sup>23</sup> Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema, por sus siglas en inglés (*System Average Interruption Frequency Index*)

INDICADOR	TENDENCIA FAVORABLE	META DICIEMBRE 2019	REAL DICIEMBRE 2019	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS DE LA ADMINISTRACIÓN
	Cartera Vencida (MDP)	45,257	55,587	77%	Las principales problemáticas de los adeudos se originan por resistencia al pago en áreas conflictivas, asimismo en el sector agrícola y por adeudos de Gobiernos Estatales y Municipales; estas aportan el 78% de la Cartera Vencida

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones

Es importante destacar el tema de cartera vencida. Este indicador reportó un valor de \$55,587 millones de pesos, es decir tuvo un incremento de \$8,005 millones de pesos respecto al resultado al cierre de 2018. Los adeudos de Gobiernos Estales y Municipales y el sector agrícola aportan el 78 por ciento de la Cartera Vencida, principalmente de corto y mediano plazo. En cuanto a los adeudos mayores a un año, el sector doméstico representa el 70 por ciento de estos, derivado de una problemática social asociada a la resistencia al pago del servicio, que no se pudo contrarrestar debido a la falta de respuesta a las gestiones jurídicas y administrativas para la recuperación de cuentas por cobrar.

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"> <li>No se retiró capacidad ante la no entrada en operación de Centrales</li> <li>Mantenimientos diferidos y cancelados por falta de presupuesto.</li> <li>Posible mantenimiento de plantas no despachables</li> </ul>
	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"> <li>Reparación de fuga y del sistema de limpieza, mantenimiento.</li> </ul>
Transmisión	4. Avance de los Proyectos Instruidos (%)	100	100	100%	
Distribución	5. Desarrollo de la Unidad Central Maestra (%)	80	80	100%	

PROCESO	INDICADOR	META DICIEMBRE 2018	RESULTADO DICIEMBRE 2018	CUMPLIMIENTO	COMENTARIOS
	6. ASEMED 3.0 Asertividad (%)	100	100	100%	<ul style="list-style-type: none"> <li>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%.</li> </ul>
Suministro básico	7. Estructurar el Sistema de Cobranza Centralizada	100	99%	99%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Atención de cambios por cancelación de facturas en SAT.</li> <li>Incidencia por revocación de certificado.</li> </ul>
	8. Modernización de los Sistemas Comerciales	100	0	0%	<ul style="list-style-type: none"> <li>Falta de presupuesto</li> </ul>

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones

## Programa Presupuestal 2019

### Ejercicio presupuestal 2019 y sus adecuaciones

Para el ejercicio presupuestal 2019, el Consejo de Administración aprobó (Acuerdo CA-052/2018) una estimación de ingresos propios y de gasto programable, sin embargo, tanto la Secretaría de Hacienda y Crédito Público como la Cámara de Diputados realizaron diversas modificaciones al presupuesto para el Ejercicio Fiscal 2019. Se aprobaron ingresos propios de 418 mil 226 millones de pesos y un gasto programable de 434 mil 702 millones de pesos.

Al cierre del año, la empresa reportó ingresos propios por 428 mil 226 millones de pesos, es decir, 2.5 por ciento más de los aprobados y 5.1 por ciento comparado con el 2018. Este incremento se debe, principalmente, a una mayor venta de combustibles a terceros de casi 36 mil millones de pesos (9.6 por ciento más que en 2018) a pesar de una ligera caída en las ventas de Suministro Básico (-0.8 por ciento) En cuanto al gasto programable, en el PEF se aprobó un total de 434 mil 702 millones de pesos; sin embargo, al cierre del año se observa un gasto total de 470 mil 917 millones de pesos, es decir, 8.3 por ciento mayor. Lo anterior se debe a un aumento de 28.2 por ciento en el gasto de combustibles destinados para la generación eléctrica contra lo programado. En los montos destinados a la inversión

física, se puede observar que se aprobó un total de 60 mil 969 millones de pesos; sin embargo, el ejercicio se cerró en 37 mil 990 millones de pesos, es decir, 37.7 por ciento menos que lo programado.

Tabla 4 Avance ejercicio presupuestal 2018-2019 (millones de pesos)

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD AVANCE EJERCICIO PRESUPUESTAL 2018 - 2019 (MILLONES DE PESOS)							
Concepto	Ejercicio 2018	Aprobado 2019	Ejercicio 2019	Variaciones	Absolutas	Variaciones Reales %	
	(1)	(2)	(3)	(4)=(3-2)	(5)=(3-1)	(6)=(3/2)	(7)=(3/1)
<b>Ingresos Propios</b>	<b>408,835.7</b>	<b>418,226.0</b>	<b>428,526.1</b>	<b>10,300.1</b>	<b>19,690.4</b>	<b>2.5</b>	<b>1.9</b>
Ventas de Servicios	375,247.4	397,516.1	407,435.3	9,919.1	32,187.8	2.5	5.6
Ingresos Diversos	33,588.3	20,709.9	21,090.9	381.0	12,497.4	1.8	38.9
<b>Gasto Programable</b>	<b>446,216.1</b>	<b>434,702.9</b>	<b>472,700.7</b>	<b>37,997.7</b>	<b>26,484.6</b>	<b>8.7</b>	<b>3.0</b>
<b>Gasto Corriente</b>	<b>370,889.7</b>	<b>331,568.5</b>	<b>377,939.0</b>	<b>46,370.5</b>	<b>7,049.3</b>	<b>14.0</b>	<b>0.9</b>
Servicios Personales	56,320.1	58,589.9	58,525.5	64.5	2,205.4	0.1	1.1
Materiales y Suministros	198,266.2	160,821.7	208,253.3	47,431.6	9,987.1	29.5	2.1
Combustibles para la generación de Electricidad	167,010.9	133,146.9	177,669.7	44,522.8	10,658.8	33.4	3.5
Gas	57,444.5	53,554.8	45,219.2	8,335.5	12,225.3	15.6	23.4
Diesel	10,709.6	4,994.9	15,899.1	10,904.1	5,189.4	n.a.	44.4
Fletes y costo fijo del transporte de gas	22,808.8	30,879.8	49,825.8	18,946.0	27,017.0	61.4	112.4
Combustóleo	51,050.3	21,627.2	44,621.3	22,994.1	6,428.9	106.3	15.0
Carbón	22,791.2	19,606.9	20,423.9	817.0	2,367.3	4.2	12.9
Combustible nuclear	995.6	583.8	877.4	293.6	118.2	50.3	14.3
Vapor geotérmico	1,210.9	1,899.5	803.0	1,096.5	407.9	57.7	35.5
Otros	31,255.3	27,674.8	30,583.5	2,908.8	671.7	10.5	4.8
Subastas	242.4	0.0	6,002.7	6,002.7	5,760.3	n.a.	n.a.
Otros	5,327.2	5,158.4	6,608.7	1,450.3	1,281.5	28.1	20.6
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	25,685.6	22,516.4	17,972.1	4,544.3	7,713.5	20.2	32.0
Servicios Generales	27,798.6	25,985.1	31,593.8	5,608.7	3,795.2	21.6	10.5
Pagos relativos a Pidiregas	87,477.7	85,360.3	78,900.4	6,459.8	8,577.3	7.6	12.3
Cargos fijos	27,608.8	31,972.5	29,429.1	2,543.4	1,820.3	8.0	3.7
Cargos variables	59,868.9	53,387.8	49,471.3	3,916.5	10,397.6	7.3	19.6
Otras Erogaciones	1,027.2	811.6	666.1	145.5	361.1	17.9	36.9
<b>Pensiones y jubilaciones</b>	<b>39,534.3</b>	<b>40,658.5</b>	<b>41,261.5</b>	<b>603.0</b>	<b>1,727.2</b>	<b>1.5</b>	<b>1.5</b>
<b>Inversión Física</b>	<b>37,201.1</b>	<b>60,969.0</b>	<b>37,991.1</b>	<b>22,977.9</b>	<b>790.0</b>	<b>37.7</b>	<b>0.7</b>
Pago de Pidiregas	19,919.6	19,142.0	14,709.5	4,432.5	5,210.1	23.2	28.2
Inversión	17,281.5	41,827.0	23,281.7	18,545.3	6,000.2	44.3	31.0
<b>Inversión Financiera</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Operaciones Ajenas</b>	<b>1,409.1</b>	<b>1,506.9</b>	<b>15,509.0</b>	<b>14,002.1</b>	<b>16,918.1</b>	<b>n.a.</b>	<b>n.a.</b>
<b>Balance de Operación</b>	<b>37,380.4</b>	<b>16,476.9</b>	<b>44,174.5</b>	<b>27,697.6</b>	<b>6,794.1</b>	<b>168.1</b>	<b>14.9</b>
Transferencias del Gobierno Federal	81,405.3	52,085.8	75,185.8	23,100.0	6,219.5	44.3	10.2
<b>Balance Primario</b>	<b>44,024.9</b>	<b>35,608.9</b>	<b>31,011.3</b>	<b>4,597.6</b>	<b>13,013.6</b>	<b>12.9</b>	<b>31.5</b>
Costo Financiero Neto	25,885.9	29,631.9	25,028.4	4,603.5	857.5	15.5	6.0
<b>Balance Financiero</b>	<b>18,139.1</b>	<b>5,977.0</b>	<b>5,982.9</b>	<b>5.9</b>	<b>12,156.1</b>	<b>0.1</b>	<b>67.9</b>
Endeudamiento Neto	7,679.2	19,750.0	4,948.8	14,801.2	2,730.4	74.9	37.3
<b>Variación de Disponibilidades (Aumento)</b>	<b>25,818.3</b>	<b>25,727.0</b>	<b>10,931.8</b>	<b>14,795.2</b>	<b>14,886.6</b>	<b>57.5</b>	<b>58.8</b>
Inicial	74,931.2	45,774.9	100,749.5	54,974.6	25,818.3	120.1	30.8
Retiro del Patrimonio Invertido de la Nación	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.	n.a.
Final	100,749.5	71,501.9	111,681.2	40,179.3	10,931.8	56.2	7.8

Incluye Operaciones Ajenas y Mercado Eléctrico Mayorista (MEM Neto). Excluye operaciones intercompañías y 161,080.2 mdp de la disponibilidad inicial observada por la asunción del pasivo laboral.

Inflación 2.83 de Diciembre de 2018 a Diciembre de 2019. INEGI.

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 7 mil 767 millones de pesos, ligeramente por encima de lo aprobado. Sin embargo, la CFE recibió 23 mil 100 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 58 mil 590 millones de pesos. Al cierre, el gasto en este rubro fue de 58 mil 524 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.

## Programa Financiero Anual 2019

El 14 de diciembre de 2017, el Consejo de Administración aprobó el Plan de Negocios 2018-2022 así como el Programa Financiero Anual 2018. Sin embargo, no se ha presentado a los miembros de este Consejo de Administración el Programa Financiero Anual 2019, ya que éste se deriva directamente del Plan de Negocios 2019-2024, el cual tampoco fue entregado al Consejo para su aprobación. Ante esta situación, no fue posible comparar los estados de resultados contra el Programa Financiero Anual, tal y como lo requiere la Ley de la Comisión Federal de Electricidad en la fracción III del artículo 12 de las funciones del Consejo de Administración. Los miembros del Consejo de Administración han subrayado la importancia de contar con el Plan de Negocios no sólo por la obligación que impone la Ley, sino porque es una herramienta fundamental para poder evaluar el desempeño de la Empresa Productiva del Estado y para analizar la congruencia de los proyectos de inversión que se presenten para aprobación.

## Plan de Negocios 2019-2024

De acuerdo con la fracción II del artículo 12 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad es competencia de este Consejo de Administración la aprobación, revisión y, en su caso, actualización

anual el Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias, con base en una proyección a cinco años, y, conforme a éste, el programa operativo y financiero anual. Sin embargo, no se ha presentado a este Consejo para revisión y aprobación un proyecto de Plan de Negocios correspondientes al periodo 2019-2024 lo que no permite analizar el avance de los proyectos de la Comisión Federal de Electricidad frente al plan anunciado, así como tampoco analizar la capacidad de financiamiento y la congruencia de los proyectos de inversión de las distintas EPS y EF.

## Conclusiones de la evaluación del Consejo

Al cierre de 2019 se deben reconocer los avances de la administración de la CFE en los distintos rubros mencionados y el resultado financiero favorable de la empresa. No obstante, también debe reconocerse que el resultado financiero favorable es consecuencia, en parte, de eventos que no necesariamente se van a repetir (una cierta revaluación del peso, que se reflejó en pérdida cambiaria de 21 mil 960 millones de pesos y en un resultado antes de impuestos de 52.7 mil millones de pesos, después de una pérdida de 4.5 mil millones de pesos en 2018, o del reconocimiento tardío de los intereses generados por los bonos de la SHCP a favor de la CFE por la reducción del costo del contrato colectivo de trabajo). Asimismo, vale la pena señalar que la reducción del costo obedece en buena medida a la entrada en operación de los gasoductos que controla la CFE, lo cual permitió que las centrales obtuvieran el combustible a precios competitivos, y se reflejó en una reducción de 40 mil 93 millones de pesos en los costos de combustibles, considerando los de consumo propio y los de ventas a terceros, es decir, una disminución de 12.9% respecto a 2018; todavía habrá espacio de mejora cuando entren en operación los ductos pendientes. También destaca el crecimiento observado en las ventas de energía, las cuales crecieron por el comportamiento de las tarifas determinadas por la CRE. En este contexto, la empresa deberá buscar fortalecer la venta de energía y venta de combustibles a terceros. Por otro lado, a raíz de la separación de la CFE en distintas empresas subsidiarias y filiales, en el Consejo de Administración ha enfatizado la necesidad de que la empresa tenga una nueva visión en cuanto al desarrollo de un servicio civil de carrera que le permita dar continuidad a los planes y programas de la empresa.

Finalmente, la CFE debe establecer un Plan de Negocios acompañado de un conjunto de indicadores de desempeño para dar seguimiento puntual a las metas que se establezcan en este documento, 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 evaluar el desempeño de la CFE.

# ANEXO: PRINCIPALES CRITERIOS CONTABLES Y FINANCIEROS<sup>24</sup>

---

<sup>24</sup> Resumen de los principales criterios. La totalidad de las notas puede consultarse en los Estados Financieros Consolidados Auditados 2019.

Las principales políticas contables seguidas por la Empresa son las siguientes:

**a) Bases de consolidación**

Los estados financieros consolidados incluyen las subsidiarias, filiales y fideicomisos sobre las que se ejerce control. Los estados financieros de las subsidiarias fueron preparados para el mismo periodo que la Empresa, aplicando políticas contables consistentes. Se considera que la Empresa logra tener el control cuando ésta tiene poder sobre otra; está expuesta o tiene derechos a los rendimientos variables procedentes de su participación en ella, y tiene la capacidad de usar su poder sobre la misma para afectar a los rendimientos.

La CFE reevalúa si controla o no a una empresa y si los hechos o circunstancias indican que hay cambios en uno o más de los elementos de control.

Las subsidiarias se consolidan línea por línea a partir de la fecha en que la CFE adquiere el control. 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 que la Empresa mantiene en su subsidiaria. 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.

**Participaciones no controladoras**

Los cambios en la participación de la Empresa en una subsidiaria que no resultan en una pérdida de control se contabilizan como transacciones de patrimonio.

**b) Operaciones en moneda extranjera**

Las transacciones en moneda extranjera son convertidas a la moneda funcional respectiva de las entidades de la Empresa 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 y se presentan dentro de los costos financieros.

Sin embargo, las diferencias en moneda extranjera surgidas de la conversión de las siguientes partidas se reconocen en otros resultados integrales:

- Un pasivo financiero designado como cobertura de la inversión neta en un negocio en el extranjero siempre y cuando la cobertura sea eficaz.
- Coberturas de flujo de efectivo calificadas siempre que la cobertura sea eficaz.

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.

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 de cierre vigente a la fecha de los estados financieros consolidados y de resultados al tipo de cambio histórico o promedio, 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.

**c) Efectivo y equivalentes de efectivo**

El efectivo y equivalentes de efectivo incluyen efectivo, depósitos en cuentas bancarias, monedas extranjeras 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.

**d) Instrumentos financieros**

**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 la Empresa 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**

En el reconocimiento inicial, un activo financiero se clasifica como medido a: costo amortizado, a valor razonable con cambios en otro resultado integral - inversión en instrumentos de patrimonio, a valor razonable con cambios en otro resultado integral- inversión en patrimonio, o a valor razonable con cambios en resultados.

Los activos financieros no se reclasifican después de su reconocimiento inicial, excepto si la Empresa cambia su modelo de negocio por uno para gestionar los activos financieros, en cuyo caso todos los activos financieros afectados son reclasificados el primer día del primer período sobre el que se informa posterior al cambio en el modelo de negocio.

Los activos financieros se clasifican en el reconocimiento inicial como se miden, posteriormente al costo amortizado, el valor razonable a través de otro resultado integral (ORI) y el valor razonable a través de resultados.

La Empresa mide los activos financieros al costo amortizado si se cumplen las dos condiciones siguientes:

1. El activo financiero se mantiene dentro de un modelo de negocio con el objetivo de conservar activos financieros para cobrar flujos de efectivo contractuales.
2. Los términos contractuales del activo financiero dan lugar en fechas específicas a los flujos de efectivo que son únicamente pagos del principal e intereses sobre el monto del principal pendiente.

#### Activos financieros - Evaluación de si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal y los intereses.

Para propósitos de esta evaluación, el 'principal' se define como el valor razonable del activo financiero en el momento del reconocimiento inicial. El 'interés' se define como la contraprestación por el valor temporal del dinero por el riesgo crediticio asociado con el importe principal pendiente durante un periodo de tiempo concreto y por otros riesgos y costos de préstamo básicos (por ejemplo, el riesgo de liquidez y los costos administrativos), así como también un margen de utilidad.

Al evaluar si los flujos de efectivo contractuales son solo pagos del principal y los intereses, la Empresa considera los términos contractuales del instrumento. Esto incluye evaluar si un activo financiero contiene una condición contractual que pudiera cambiar el calendario o importe de los flujos de efectivo contractuales de manera que no cumpliría esta condición. Al hacer esta evaluación, la Empresa considera:

- Hechos contingentes que cambiarían el importe o el calendario de los flujos de efectivo;
- Términos que podrían ajustar la razón del cupón contractual, incluyendo características de tasa variable;
- Características de pago anticipado y prórroga; y
- Términos que limitan el derecho de la Empresa a los flujos de efectivo procedentes de activos específicos (por ejemplo, características sin recurso).

Una característica de pago anticipado es consistente con el criterio de únicamente pago del principal y los intereses si el importe del pago anticipado representa sustancialmente los importes no pagados del principal e intereses sobre el importe principal, que puede incluir compensaciones adicionales razonables para la cancelación anticipada del contrato.

Adicionalmente, en el caso de un activo financiero adquirido con un descuento o prima de su importe nominal contractual, una característica que permite o requiere el pago anticipado de un importe que representa sustancialmente el importe nominal contractual más los intereses contractuales devengados (pero no pagados y que también pueden incluir una compensación adicional razonable por término anticipado) se trata como consistente con este criterio si el valor razonable de la característica de pago anticipado es insignificante en el reconocimiento inicial.

Activos financieros - Medición posterior y ganancias y pérdidas:

Activos financieros al valor razonable con cambios en resultados

- Estos activos se miden posteriormente al valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses, se reconocen en resultados. No obstante, en el caso de los derivados designados como instrumentos de cobertura.

Activos financieros al costo amortizado

- Estos activos se miden posteriormente al costo amortizado usando el método del interés efectivo. El costo amortizado se reduce por las pérdidas por deterioro. El ingreso por intereses, las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas se reconoce en resultados.

#### Pasivos financieros - Clasificación, medición posterior y ganancias y pérdidas

Los pasivos financieros se clasifican como medidos al costo amortizado o al valor razonable con cambios en resultados. Un pasivo financiero se clasifica al valor razonable con cambios en resultados si está clasificado como mantenido para negociación, es un derivado o es designado como tal en el reconocimiento inicial. Los pasivos financieros al valor razonable con cambios en resultados se miden al valor razonable y las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier gasto por intereses, se reconocen en resultados. Los otros pasivos financieros se miden posteriormente al costo amortizado usando el método de interés efectivo. El ingreso por intereses y las ganancias y pérdidas por conversión de moneda extranjera se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en la baja en cuentas también se reconoce en resultados.

#### **iii) Baja en cuentas**

#### Activos financieros

La Empresa 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

La Empresa da de baja en cuentas un pasivo financiero cuando sus obligaciones contractuales son pagadas o canceladas, o bien hayan expirado. La Empresa 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 se celebran 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 Swaps y Forwards de moneda extranjera.

a) Valor razonable de los instrumentos financieros.

La Empresa 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.

La Empresa 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, la Empresa documenta el objetivo y estrategia de gestión de riesgos para emprender la cobertura. La Empresa 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.

La parte cubierta del instrumento financiero derivado se documenta en el Hedge File en el cual se evalúan criterios de relación económica, para efectos de identificar la relación entre el monto nacional del instrumento de cobertura y el monto nacional de la posición primaria.

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.

La Empresa 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.

**e) Deterioro del valor**

i. Activos financieros no derivados

Instrumentos financieros y activos del contrato

La Empresa reconoce correcciones de valor para pérdidas crediticias esperadas por:



- los activos financieros medidos al costo amortizado;
- las inversiones de deuda medidas al valor razonable con cambios en otro resultado integral; y
- activos del contrato.

La Empresa también reconoce correcciones de valor por las pérdidas crediticias esperadas por los deudores por arrendamientos, que se revelan como parte de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

La Empresa mide las correcciones de valor por un importe igual a las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida del activo, excepto por lo mencionado en la hoja siguiente, que se mide al importe de las pérdidas crediticias esperadas de doce meses.

- instrumentos de deuda que se determina que tienen un riesgo crediticio bajo a la fecha de presentación; y
- otros instrumentos de deuda y saldos bancarios para los que el riesgo crediticio (es decir, el riesgo de que ocurra incumplimiento durante la vida esperada del instrumento financiero) no ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial.

Las correcciones de valor por cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato siempre se miden por un importe igual al de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida.

Al determinar si el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente desde el reconocimiento inicial al estimar las pérdidas crediticias esperadas, la Empresa considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzos indebidos. Esta incluye información y análisis cuantitativos y cualitativos, basada en la experiencia histórica de la Empresa y una evaluación crediticia informada incluida aquella referida al futuro.

El Grupo asume que el riesgo crediticio de un activo financiero ha aumentado significativamente si tiene una mora de 30 días.

El Grupo considera que un activo financiero está en incumplimiento cuando:

- no es probable que el deudor pague sus obligaciones crediticias por completo al Grupo; o
- el activo financiero tiene una mora de 90 días o más.

El Grupo considera que un instrumento de deuda tiene un riesgo crediticio bajo cuando su calificación de riesgo crediticio es equivalente a la definición globalmente entendida de 'grado de inversión'.

Las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida son las pérdidas crediticias que resultan de todos los posibles sucesos de incumplimiento durante la vida esperada de un instrumento financiero.

#### Medición de las pérdidas crediticias esperadas

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 Empresa 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 Empresa ha escogido aplicar esta política para las cuentas por cobrar comerciales y los activos del contrato con un componente de financiación significativo.

La Empresa mide las estimaciones de pérdidas por deterioro de cuentas por cobrar comerciales y activos del contrato siempre por un importe igual al de las pérdidas crediticias esperadas durante el tiempo de vida. Adicionalmente la Empresa considera la información razonable y sustentable que sea relevante y esté disponible sin costos o esfuerzos indebidos. Esta incluye información y análisis cuantitativos y cualitativos, basada en la experiencia histórica de la Empresa y una evaluación crediticia informada incluida aquella referida al futuro.

Las pérdidas crediticias esperadas son el promedio ponderado por probabilidad de las pérdidas crediticias. Las pérdidas crediticias se miden como el valor presente de las insuficiencias de efectivo (es decir, la diferencia entre el flujo de efectivo adeudado a la entidad de acuerdo con el contrato y los flujos de efectivo que la Empresa espera recibir).

Las pérdidas crediticias esperadas son descontadas usando la tasa de interés efectiva del activo financiero.

#### Activos financieros con deterioro crediticio

En cada fecha de presentación, la Empresa evalúa si los activos financieros registrados al costo amortizado y los instrumentos de deuda al valor razonable con cambios en otro resultado integral tienen deterioro crediticio. Un activo financiero tiene 'deterioro crediticio' cuando han ocurrido uno o más sucesos que tienen un impacto perjudicial sobre los flujos de efectivo futuros estimados del activo financiero.

La Empresa considera como evidencia de que un activo financiero tiene deterioro crediticio cuando incluye los siguientes datos observables:

- dificultades financieras significativas del emisor o prestatario;
- una infracción del contrato, tal como un incumplimiento o un suceso de mora de más de 90 días;
- la reestructuración de un préstamo o adelanto por parte de la Empresa en términos que este no consideraría de otra manera;
- se está convirtiendo en probable que el prestatario entre en quiebra o en otra forma de reorganización financiera; o
- la desaparición de un mercado activo para el activo financiero en cuestión, debido a dificultades financieras

Presentación de la corrección de valor para pérdidas crediticias esperadas en el estado de situación financiera

Las correcciones de valor para los activos financieros medidos al costo amortizado se deducen del importe en libros bruto de los activos. Mientras que, en el caso de los instrumentos de deuda al valor razonable con cambios en otro resultado integral, la estimación de pérdida se carga a resultados y se reconoce en otro resultado integral.

Los activos financieros no clasificados al valor razonable con cambios en resultados eran evaluados en cada fecha de presentación para determinar si existía evidencia objetiva de deterioro del valor.

#### Cancelación

El importe en libros bruto de un activo financiero se castiga cuando el Grupo no tiene expectativas razonables de recuperar un activo financiero en su totalidad o una porción del mismo. En el caso de los clientes individuales, la política del Grupo es castigar el importe en libros bruto cuando el activo financiero tiene una mora de 180 días con base en la experiencia histórica de recuperaciones de activos similares. En el caso de los clientes empresa, el Grupo hace una evaluación individual de la oportunidad y el alcance del castigo con base en si existe o no una expectativa razonable de recuperación. El Grupo no espera que exista una recuperación significativa del importe castigado. No obstante, los activos financieros que son cancelados podrían estar sujetos a actividades a fin de cumplir con los procedimientos del Grupo para la recuperación de los importes adeudados.

#### ii. Activos no financieros

En cada fecha de presentación, la Empresa revisa los importes en libros de sus activos financieros (distintos de materiales de operación y activos por impuestos diferidos) para determinar si existe algún indicio de deterioro. Si existen tales indicios, entonces se estima el importe recuperable del activo. La plusvalía se prueba por deterioro cada año.

Para propósitos de evaluación del deterioro, los activos son agrupados en el grupo de activos más pequeño que genera entradas de efectivo a partir de su uso continuo que son, en buena medida, independientes de las entradas de efectivo derivados de otros activos o unidades generadoras de efectivo.

El importe recuperable de un activo o unidad generadora de efectivo es el mayor valor entre su valor en uso y su valor razonable, menos los costos de venta. El valor en uso se basa en los flujos de efectivo futuros estimados a su valor presente usando una tasa de descuento antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado sobre el valor temporal del dinero y los riesgos específicos que puede tener en el activo o la unidad generadora de efectivo.

Se reconoce una pérdida por deterioro si el importe en libros de un activo o UGE excede su importe recuperable.

Las pérdidas por deterioro se reconocen en resultados. Estas pérdidas se distribuyen en primer lugar, para reducir el importe en libros de cualquier plusvalía distribuida a la unidad generadora de efectivo y a continuación, para reducir el importe en libros de los demás activos de la unidad, sobre una base de prorratio.

Una pérdida por deterioro del valor reconocida en la plusvalía no se revertirá. Para los otros activos, una pérdida por deterioro se revierte solo mientras el importe en libros del activo no exceda al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización o depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo.

#### f) **Resultado de financiamiento**

El Resultado de financiamiento (RF) incluye los ingresos y gastos financieros. Los ingresos y gastos financieros se integran por lo siguiente:

- ingreso por intereses;
- gasto por intereses;
- 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;
- gasto por intereses de pasivos por arrendamientos;
- 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.

#### g) **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 Empresa 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.

#### h) **Plantas, instalaciones y equipo**

##### i) Reconocimiento y medición

Las plantas, instalaciones y equipo se registran inicialmente al costo de adquisición.

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 a cabo 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.

ii) Depreciación

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.

Periódicamente se evalúan las vidas útiles, métodos de depreciación y valores residuales de nuestras plantas, instalaciones y equipo. En aquellos casos en que existan modificaciones a las estimaciones utilizadas, los efectos se reconocen de manera prospectiva.

iii. Inmuebles y bienes destinados para oficinas y servicios generales

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

	<u>Vida útil en años</u>
Edificios	20
Mobiliario y equipo de oficina	10
Cómputo	4
Equipo de transporte	4
Otros bienes muebles	10

Los terrenos no son sujetos de depreciación.

Un elemento de plantas, instalaciones y equipo se da de baja cuando se vende o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros que deriven del uso continuo del activo. La utilidad o pérdida que surge de la venta o retiro de una partida de propiedades, planta y equipo, se calcula como la diferencia entre los recursos que se reciben por la venta y el valor en libros del activo, y se reconoce en los resultados.

iv) Desembolsos posteriores

Los desembolsos posteriores son capitalizados sólo 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.

i) **Activos intangibles y otros activos**

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, la Empresa cuenta principalmente con servidumbres de paso con vida útil indefinida.

En el rubro de otros activos se tiene principalmente los depósitos en garantía activos que corresponden a depósitos otorgados por arrendamiento de inmuebles, garantías otorgadas a terceros por contratos de bienes y/o prestación de servicios.

j) **Beneficios a los empleados**

Como parte de las prestaciones laborales a nuestros empleados les otorgamos varios beneficios, los cuales para efectos de los estados financieros hemos clasificado como beneficios a corto plazo, beneficios directos a los empleados y beneficios por pensiones, primas de antigüedad y beneficios por terminación.

Beneficios directos a los empleados a corto plazo.

Los beneficios a los empleados a corto plazo son reconocidos como gasto cuando se presta el servicio relacionado. Se reconoce una obligación por el monto que se espera pagar si el Grupo posee una obligación legal o implícita actual de pagar este monto como resultado de un servicio entregado por el empleado en el pasado y la obligación puede ser estimada con fiabilidad.

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 al personal.

La Empresa otorga pensiones por beneficios definidos, las cuales se otorgaron al 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.

Las obligaciones por aportaciones a planes de aportaciones definidas se reconocen como gasto a medida que se presta el servicio relacionado. Las aportaciones pagadas por adelantado son reconocidas como un activo en la medida que esté disponible un reembolso de efectivo o una reducción en los pagos futuros.

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, se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por los trabajadores y al Instituto Mexicano del Seguro Social.

De acuerdo con la Ley Federal del trabajo, se tiene 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 incurrir.

La obligación neta de la Empresa relacionada con planes de beneficios definidos se calcula separadamente para cada plan estimando el importe del beneficio futuro que los empleados han ganado en el período actual y en períodos anteriores, descontando ese importe y deduciendo el valor razonable de los activos del plan.

Plan de beneficios definidos

El cálculo de las obligaciones por beneficios definidos es efectuado anualmente por un actuario calificado usando el método de unidad de crédito proyectada. Cuando el cálculo resulta en un posible activo para la Empresa, el activo reconocido se limita al valor presente de los beneficios económicos disponibles en la forma de reembolsos futuros del plan o reducciones en las futuras aportaciones al mismo. Para calcular el valor presente de los beneficios económicos, se debe considerar cualquier requerimiento de financiación mínimo.

Las nuevas mediciones del pasivo por beneficios netos definidos, que incluye las ganancias y pérdidas actuariales, el rendimiento de los activos del plan (excluidos los intereses) y el efecto del techo del activo (si existe, excluido el interés), se reconocen de inmediato en otros resultados integrales. La Empresa determina el gasto (ingreso) neto por intereses por el pasivo (activo) por beneficios definidos neto del período aplicando la tasa de descuento usada para medir la obligación por beneficios definidos al comienzo del período anual al pasivo (activo) por beneficios definidos netos, considerando cualquier cambio en el pasivo (activo) por beneficios definidos netos durante el período como resultado de aportaciones y pagos de beneficios. El gasto neto por intereses y otros gastos relacionados con los planes de beneficios definidos se reconocen en resultados.

Cuando se produce una modificación o reducción en los beneficios de un plan, la modificación resultante en el beneficio que se relaciona con el servicio pasado o la ganancia o pérdida por la reducción se reconoce de inmediato en resultados. La Empresa reconoce ganancias y pérdidas en la liquidación de un plan de beneficios definidos cuando esta ocurre.

**k) Impuestos a la utilidad**

Los impuestos a la utilidad comprenden impuesto corriente y diferido.

a) Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida imponible del año neto de cualquier anticipo efectuado en el año y cualquier ajuste al impuesto por pagar o por cobrar relacionado con años anteriores. El importe del impuesto corriente por pagar o por cobrar corresponde a la mejor estimación del importe fiscal que se espera pagar o recibir y que refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si existe alguna.

Se mide usando tasas impositivas que se hayan aprobado, o cuyo proceso de aprobación esté prácticamente terminado a la fecha de presentación.

Los activos y pasivos por impuestos corrientes se compensan solo si se cumplen ciertos criterios.

b) Impuesto diferido

Los impuestos diferidos son reconocidos por las diferencias temporarias existentes entre el valor en libros de los activos y pasivos para propósitos de información financiera y los montos usados para propósitos fiscales.

Se reconocen activos por impuestos diferidos por las pérdidas fiscales no utilizadas, los créditos tributarios y las diferencias temporarias deducibles, en la medida en que sea probable que existan ganancias fiscales futuras disponibles contra las que pueden ser utilizadas.

Las ganancias fiscales futuras se determinan con base en la reversión de las diferencias temporarias correspondientes. Si el importe de las diferencias temporarias imponibles es insuficiente para reconocer un activo por impuesto diferido, entonces se consideran las ganancias fiscales futuras ajustadas por las reversiones de las diferencias temporarias imponibles, con base en los planes de negocios de las subsidiarias individuales del CFE. Los activos por impuestos diferidos se revisan en cada fecha de presentación y se reducen en la medida que deja de ser probable que se realice el beneficio fiscal correspondiente; esas reducciones se reversan cuando la probabilidad de ganancias fiscales futuras mejora.

**l) 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, existe incertidumbre en su vencimiento y monto, pero puede 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 se estima 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 del estado de situación financiera y en caso, el riesgo específico del pasivo correspondiente. En esta situación el incremento a la provisión se reconoce como un costo financiero. En el caso de pasivos contingentes solo se reconoce la provisión correspondiente cuando es probable la salida de recursos para su extinción.

**m) Reconocimiento de ingresos**

Las políticas de reconocimiento de ingresos son las mencionadas a continuación:

Venta de energía eléctrica - se reconocen cuando la energía se entrega a los clientes, lo que se considera es el momento en el tiempo en el que el cliente acepta la energía y los correspondientes riesgos y beneficios relacionados con la transferencia de la propiedad. Otros elementos para que se reconozcan los ingresos son, que tanto los ingresos como los costos puedan medirse de manera fiable, la recuperación de la contraprestación sea probable y no exista involucramiento continuo en relación con los bienes.

Venta de combustible – se reconocen en un punto en el tiempo que es el momento en que los combustibles son entregados a los clientes.

Ingresos por servicios de transporte de energía – 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 Empresa u otra empresa para que le suministre energía eléctrica. Los ingresos por este concepto se presentan dentro del rubro de otros ingresos.

A partir del 1o. de enero de 2017, derivado de la separación de la CFE en varias entidades legales y de los cambios en la leyes, las cuales permiten la existencia de suministradores calificados diferentes de la Empresa, las contribuciones que se reciben de los clientes y de los Gobiernos Estatales y Municipales para proveer conexión a la red nacional de transmisión o distribución, se reconocen como ingreso en el estado de resultados integrales una vez que la Empresa ha concluido la conexión del cliente a la red, considerando que el cliente tiene la opción de elegir entre la Empresa u otra empresa para que le suministre energía eléctrica.

Considerando lo anterior, el saldo del pasivo por ingresos diferidos se registra como aportaciones de terceros dentro del rubro de “Otros pasivos a largo plazo”.

Ingresos por subsidios – corresponden a subsidios recibidos de la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, éstos se reconocen en un punto en el tiempo, cuando los mismos se reciben por la Empresa.

**n) Arrendamientos-**

La Empresa tiene activos por derecho de uso bajo la norma IFRS 16 derivado de los contratos con acreedores cuyo objetivo es la renta de inmuebles para oficinas, mobiliario, capacidad reservada por cargo fijo en transporte de gas (gasoductos); así como contratos con productores independientes de plantas generadoras de energía utilizadas para la prestación del servicio.

Al inicio de un contrato, la Empresa evalúa si el contrato es, o contiene, un arrendamiento. Un contrato es, o contiene, un arrendamiento si transmite el derecho a controlar el uso de un activo identificado por un período de tiempo a cambio de una contraprestación. Para evaluar si un contrato conlleva el derecho a controlar el uso de un activo identificado, la Empresa usa la definición de arrendamiento incluida en la Norma NIIF 16.

Esta política se aplica a los contratos suscritos de manera retroactiva al 1 de enero de 2017.

**i. Como arrendatario**

Al inicio o al momento de la modificación de un contrato que contiene un componente de arrendamiento, la Empresa distribuye la contraprestación en el contrato a cada componente de arrendamiento sobre la base de sus precios independientes relativos. No obstante, en el caso de los arrendamientos de propiedades, la Empresa ha escogido no separar los componentes que no son de arrendamiento y contabilizar los componentes de arrendamiento y los que no son de arrendamiento como un componente de arrendamiento único.

La Empresa reconoce un activo por derecho de uso y un pasivo por arrendamiento a la fecha de comienzo del arrendamiento. El activo por derecho de uso se mide inicialmente al costo, que incluye el importe inicial del pasivo por arrendamiento ajustado por los pagos por arrendamiento realizados antes o a partir de la fecha de comienzo, más cualquier costo directo inicial incurrido y una estimación de los costos a incurrir al desmantelar y eliminar el activo subyacente o el lugar en el que está ubicado, menos los incentivos de arrendamiento recibidos.

Posteriormente, el activo por derecho de uso se deprecia usando el método lineal a contar de la fecha de comienzo y hasta el final del plazo del arrendamiento, a menos que el arrendamiento transfiera la propiedad del activo subyacente a la Empresa al final del plazo del arrendamiento o que el costo del activo por derecho de uso refleje que la Empresa va a ejercer una opción de compra.

En ese caso, el activo por derecho de uso se depreciará a lo largo de la vida útil del activo subyacente, que se determina sobre la misma base que la de las propiedades y equipos. Además, el activo por derecho de uso se reduce periódicamente por las pérdidas por deterioro del valor, si las hubiere, y se ajusta por ciertas nuevas mediciones del pasivo por arrendamiento.

El pasivo por arrendamiento se mide inicialmente al valor presente de los pagos por arrendamiento que no se hayan pagado en la fecha de comienzo, descontado usando la tasa de interés implícita en el arrendamiento o, si esa tasa no pudiera determinarse fácilmente, la

tasa incremental por préstamos de la Empresa. Por lo general, la Empresa usa su tasa incremental por préstamos como tasa de descuento.

La Empresa determina su tasa incremental por préstamos obteniendo tasas de interés de diversas fuentes de financiación externas y realiza ciertos ajustes para reflejar los plazos del arrendamiento y el tipo de activo arrendado.

Los pagos por arrendamiento incluidos en la medición del pasivo por arrendamiento incluyen lo siguiente:

- pagos fijos, incluyendo los pagos en esencia fijos;
- pagos por arrendamiento variables, que dependen de un índice o una tasa, inicialmente medidos usando el índice o tasa en la fecha de comienzo;
- importes que espera pagar el arrendatario como garantías de valor residual; y
- el precio de ejercicio de una opción de compra si la Empresa está razonablemente seguro de ejercer esa opción, los pagos por arrendamiento en un período de renovación opcional si la Empresa tiene certeza razonable de ejercer una opción de extensión, y pagos por penalizaciones derivadas de la terminación anticipada del arrendamiento a menos que la Empresa tenga certeza razonable de no terminar el arrendamiento anticipadamente.

El pasivo por arrendamiento se mide al costo amortizado usando el método de interés efectivo. Se realiza una nueva medición cuando existe un cambio en los pagos por arrendamiento futuros producto de un cambio en un índice o tasa, si existe un cambio en la estimación de la Empresa del importe que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, si la Empresa cambia su evaluación de si ejercerá o no una opción de compra, ampliación o terminación, o si existe un pago por arrendamiento fijo en esencia que haya sido modificado.

Cuando se realiza una nueva medición del pasivo por arrendamiento de esta manera, se realiza el ajuste correspondiente al importe en libros del activo por derecho de uso, o se registra en resultados si el importe en libros del activo por derecho de uso se ha reducido a cero.

La Empresa presenta activos por derecho de uso que no cumplen con la definición de propiedades de inversión en 'propiedades, planta y equipo' y pasivos por arrendamiento en 'préstamos y obligaciones' en el estado de situación financiera.

#### *Arrendamientos de corto plazo y arrendamientos de activos de bajo valor*

La Empresa ha escogido no reconocer activos por derecho de uso y pasivos por arrendamiento por los arrendamientos de activos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo, incluyendo el equipo de TI. La Empresa reconoce los pagos por arrendamiento asociados con estos arrendamientos como gasto sobre una base lineal durante el plazo del arrendamiento.

La Empresa reconoce los pagos por arrendamiento recibidos bajo arrendamientos operativos como ingresos sobre una base lineal durante el plazo del arrendamiento como parte de los 'otros ingresos'.

Generalmente, las políticas contables aplicables al Grupo como arrendador en el período comparativo no diferían de la Norma NIIF 16, excepto en lo que se refiere a la clasificación del subarrendamiento realizado durante el período actual sobre el que se informa, que resultó en una clasificación de arrendamiento financiero.

#### **o) Medición de los valores razonables-**

El valor razonable es el precio que sería percibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición en el mercado principal o en su ausencia, en mercado más ventajoso al que la Empresa tiene acceso a esa fecha. El valor razonable de un pasivo refleja su riesgo de incumplimiento.

Algunas de las políticas y revelaciones contables de la Empresa requieren la medición de los valores razonables tanto de los activos y pasivos financieros como de los no financieros.

La Empresa cuenta con un marco de control establecido en relación con la medición de los valores razonables. Esto incluye un equipo de valorización que tiene la responsabilidad general por la supervisión de todas las mediciones significativas del valor razonable, incluyendo los valores razonables de Nivel 3 y que reporta directamente al Director Corporativo de Finanzas.

El equipo de valorización revisa regularmente los datos de entrada no observables significativos y los ajustes de valorización. Si se usa información de terceros, como cotizaciones de corredores o servicios de fijación de precios, para medir los valores razonables, el equipo de valoración evalúa la evidencia obtenida de los terceros para respaldar la conclusión de que esas valorizaciones satisfacen los requerimientos de las Normas NIIF, incluyendo en nivel dentro de la jerarquía del valor razonable dentro del que deberían clasificarse esas valorizaciones.