



Ciudad de México, 30 de abril de 2021

Oficio No. 100.- 075

SENADOR OSCAR EDUARDO RAMÍREZ AGUILAR
PRESIDENTE DE LA MESA DIRECTIVA DE LA COMISIÓN PERMANENTE DEL
H. CONGRESO DE LA UNIÓN
PRESENTE

Distinguido señor Senador,

Con fundamento en el artículo 27, fracción III de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, me permito remitir a Usted, el Informe Anual 2020 que presentó el Director General de la Comisión Federal de Electricidad aprobado por el Consejo de Administración de dicha empresa productiva del Estado; solicitando, que por su amable conducto, se haga llegar el mismo, a ambas Cámaras de ese H. Congreso de la Unión.

Asimismo, sírvase encontrar anexo al presente, copia simple del oficio número DG/085/2021, de fecha 29 de abril de 2021, firmado por la ingeniera Norma Rocío Nahle García, Secretaria de Energía y Presidenta del mencionado Consejo, así como por el licenciado Manuel Bartlett Díaz, Director General de la Comisión Federal de Electricidad, a través del cual fue remitido el Informe de mérito a esta dependencia.

Sin otro particular, le reitero la seguridad de mi más distinguida consideración.


OLGA MARÍA DEL CARMEN SÁNCHEZ CORDERO DÁVILA
SECRETARIA DE GOBERNACIÓN

C.c.p.- Ing. Norma Rocío Nahle García, Secretaria de Energía.
Lic. Manuel Bartlett Díaz, Director General de la Comisión Federal de Electricidad.
Mtro. Emilio de Jesús Saldaña Hernández, Titular de la Unidad de Enlace en la Secretaría de Gobernación.

RECEIBIDO
2021 APR 30 PM 8:48
CAMERA DE SENADORES
SECRETARIA GENERAL DE
SERVICIOS PARLAMENTARIOS
002547

RECEIBIDO
2021 APR 30 PM 7:08
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SECRETARIA DE ENERGIA
006485





Comisión Federal de Electricidad®

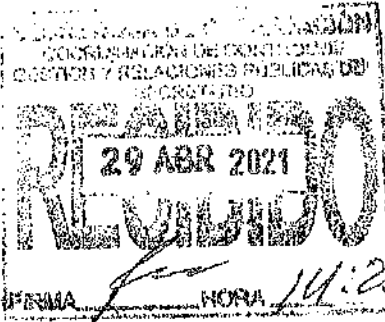
04194

Dirección General

Oficio DG/085/2021

"2021: Año de la Independencia"

Ciudad de México, 29 de abril de 2021



DRA. OLGA SÁNCHEZ CORDERO DÁVILA
SECRETARIA DE GOBERNACIÓN
PRESENTE

En cumplimiento del artículo 116 de la *Ley de la Comisión Federal de Electricidad* (CFE), sírvase encontrar adjunto a este oficio el Informe Anual 2020, que presentó el Director General de la CFE y que aprobó el Consejo de Administración de la Empresa Productiva del Estado, para su entrega al Ejecutivo Federal y al Congreso de la Unión.

Solicitamos de manera respetuosa que sea el amable conducto para entregar a la H. Cámara de Diputados y a la H. Cámara de Senadores del Congreso de la Unión el citado Informe y los oficios que lo introducen.

Hacemos propicia la ocasión para enviarle un respetuoso saludo.

Atentamente

**LA SECRETARIA DE ENERGÍA Y
PRESIDENTA DEL CONSEJO DE
ADMINISTRACIÓN DE LA CFE**

ING. NORMA ROCÍO NAHLE GARCÍA

**EL DIRECTOR GENERAL
DE LA CFE**

LIC. MANUEL BARTLETT DÍAZ

Anexo: Los que se indican.



Informe Anual 2020



Abril 2021

Página intencionalmente en blanco

CONTENIDO

PRESENTACIÓN	4
CFE ANTE LA EMERGENCIA SANITARIA	10
FINANZAS.....	18
GENERACIÓN	35
CFE GENERACIÓN I.....	55
CFE GENERACIÓN II.....	72
CFE GENERACIÓN III.....	88
CFE GENERACIÓN IV	105
CFE GENERACIÓN V	121
CFE GENERACIÓN VI	134
CENTRAL NUCLEAR LAGUNA VERDE	155
ENERGÉTICOS.....	168
CFEinternational 2020.....	168
CFEenergía 2020.....	170
CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS.....	178
TRANSMISIÓN.....	188
DISTRIBUCIÓN	200
OBRAS DE INFRAESTRUCTURA	230
SUMINISTRO BÁSICO.....	248
SUMINISTRO CALIFICADO	268
TELECOMUNICACIONES E INTERNET.....	271
GESTIÓN CORPORATIVA	276
Planeación	277
Negocios Comerciales	279
Administración de Recursos.....	288
Control Interno	309
AUDITORÍA INTERNA	316
CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN.....	318
Integración y actividades en 2020	319
Evaluación que realiza el Consejo de Administración.....	325
ANEXO ESTADÍSTICO	I
PRINCIPALES CRITERIOS Y POLÍTICAS CONTABLES.....	I

Página intencionalmente en blanco

Presentación

Un año superando retos

El año 2020 planteó para todos los mexicanos desafíos nunca vistos en la historia moderna del país. La Comisión Federal de Electricidad, empresa pública que tiene 84 años superando adversidades y logrando sus metas, ha acompañado al país en el trance inédito de enfrentar los efectos de una pandemia, y se erigió en una de las fortalezas y herramientas del Gobierno Federal para superarla, al tiempo que demostró de nuevo su capacidad para superar los retos que debe enfrentar en su nuevo camino de rescate y fortalecimiento, como instrumento del Estado Mexicano para conseguir y sostener la soberanía energética.

El reto del servicio

Desde el primer trimestre de 2020, el manejo de la pandemia entró en fase de contención, a través de acciones de política pública que puso en marcha el Gobierno de México. Entre las medidas sanitarias se encontró la disminución de actividades económicas, escolares y administrativas.

La CFE fue considerada como lo que es, un servicio esencial que no podía interrumpir sus actividades básicas.

La Comisión entró en una etapa que debía regirse por dos prioridades absolutas: mantener el servicio de energía eléctrica y cuidar la salud de sus trabajadores.

De inmediato, se dieron garantías a los empleados que se encontraban en situación de mayor riesgo ante la pandemia, considerando edad y enfermedades colaterales, autorizando que guardaran confinamiento estricto. Sobre esa base, se realizó la determinación de las posiciones de servicio que podían laborar de manera remota, las que podían hacer trabajo desde casa, las que se manejarían con esquemas mixtos, así como la programación de suplencias y coberturas.

La Comisión Federal de Electricidad, gracias al compromiso, profesionalismo y vocación de servicio de las mujeres y los hombres que en ella laboran, contribuyó a mitigar los profundos efectos de la pandemia cumpliendo su misión esencial sin interrumpir ni un minuto el servicio.

México no se quedó sin electricidad por la pandemia. Al contrario, la electricidad fue un baluarte de la nueva normalidad, haciendo posible sostener actividades que sufrieron profundos cambios en su organización y en los lugares donde se realizan.

Aunque el efecto neto del año fue una disminución del consumo total, por la reducción de actividades, en los periodos de confinamiento más prolongados y de mayor alcance, el consumo eléctrico del sector doméstico aumentó, mientras que en la industria y los servicios disminuyó.

Las centrales de la Comisión y sus redes adaptaron su operación para responder a nuevas condiciones y exigencias de la demanda. Una vez más, como a lo largo de 60 años de nacionalización y proceso de integración de la industria eléctrica, la CFE fue la pieza clave que sostiene al Sistema Eléctrico Nacional y actor fundamental para que a México no le falte la electricidad que mueve hogares, instituciones, escuelas y empresas, incluso en las circunstancias más extremas.

En tanto que las empresas de Generación, Transmisión y Distribución resolvieron los retos técnicos y operativos, las empresas de Suministro, Básico y Calificado, adaptaron sus procesos para responder a nuevas necesidades de atención al usuario final.

Muy en especial, Suministro Básico y la Dirección General de la CFE presentaron iniciativas y coordinaron interacciones con las autoridades en materia tarifaria, tales como la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), para articular una estrategia que impidiera impactos excesivos en las facturas que pagarían los usuarios, como resultado de la modificación de los hábitos de consumo de electricidad causados por los confinamientos y el trabajo a distancia.

Se lograron las disposiciones normativas suficientes para impedir que los usuarios cambiaran al nivel de Doméstico de Alto Consumo (DAC), y con ello perdieran el subsidio, mientras tuviera efecto la emergencia sanitaria. Adicionalmente, se redoblaron las facilidades de pago y se ofrecieron convenios de pago para manejar situaciones excepcionales que plantearon los usuarios, provocadas por la contingencia, y que impidieran al mismo tiempo, que usuarios se quedaran sin servicio o que se incurriera en mayor cartera vencida, lo que restaría a la empresa recursos para operación e inversiones.

En esta coyuntura crítica, se aprecia la importancia de que el actor principal del sector eléctrico sea una empresa nacional, con vocación de servicio público, que antepone el interés general, y no una empresa privada, orientada naturalmente al lucro y la rentabilidad. Porque, con estas medidas de protección a los usuarios, la CFE dejó de percibir aproximadamente 9,900 millones de pesos de ingresos en 2020. Un enfoque social permite contemplar estas pérdidas como un impacto evitado contra la economía de las familias mexicanas.

A la superación del desafío extraordinario de la pandemia, se sumó a la respuesta que la CFE da año con año ante los eventos naturales que ponen en riesgo el suministro. En 2020, alcanzaron niveles de importante afectación 15 fenómenos meteorológicos y uno geológico, que interrumpieron el servicio a 6,046,170 usuarios en 21 estados del país.

Con la inmediata intervención del personal de CFE de Distribución, se restableció el suministro eléctrico de los servicios prioritarios para la comunidad y poblaciones como, por ejemplo; Centros Comerciales, Hospitales, Farmacias, Bombeos de Agua Potable y Alumbrado Público, con los que se garantiza el abasto de alimentos, atención médica, medicamentos, agua y que prevalezca la seguridad de la población. El despliegue de los protocolos de reacción permitió restablecimientos completos de servicio dentro de 3 días, en promedio.

Una clara muestra de que la CFE no ha bajado la guardia, ni lo hará, ante lo que sabe son sus objetivos históricos, es que en 2020 se alcanzó, por primera vez en la historia del país, un índice de electrificación de más del 99 por ciento.

El reto normativo

De manera simultánea a la respuesta ante una pandemia no vista en un siglo, la CFE ha tenido que mantener su defensa contra el arreglo normativo de la Reforma Energética, que propicia sembrados para que la empresa pública perdiera la importancia histórica que ha tenido por casi 85 años.

Después de una reorganización de las centrales, que le permitieron recuperar en 2019 una estructura regional que optimiza recursos humanos y materiales permitiendo adecuados controles, planeación y supervisiones sobre las plantas, en 2020 incrementó la postulación de mejores condiciones para la operación de sus centrales, buscando un “piso parejo” que corrija las ventajas derivadas de una regulación asimétrica en favor de generadores privados. Existen caso de grupos privados que tuvieron garantizados, por diseño normativo, ventajas competitivas, algunas de ellas legadas desde la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y refrendadas en la Ley de la Industria Eléctrica, como el pago de precios irrisorios de los servicios de transmisión y distribución (porteo) así como prioridades absolutas en la jerarquía de instrucciones para generar energía, conocida como “despacho”.

Las posturas de la CFE han sido sostenidas a partir de análisis profundos, y han sido promovidas mediante gestiones enérgicas pero transparentes, que anteponen razones técnicas y valores superiores, como la preservación de la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, la garantía del servicio para los usuarios y la soberanía energética del país. Por esta solidez, han sido respaldados por los organismos reguladores del sector.

Con pleno respeto del orden legal, la CFE seguirá defendiendo sus posturas y haciendo valer sus razones, que son las del interés de todos los mexicanos.

El reto de la infraestructura

El reto del servicio fue superado gracias a que la CFE, venciendo dificultades financieras, normativas, meteorológicas y sanitarias, siguió adelante con su programa de mantenimiento y expansión de infraestructura.

En 2020, entró en operación comercial el proyecto Norte III, se terminó la construcción de Topolobampo III (ambos bajo el esquema PIE) y se concluyó el Paquete 1 del proyecto de Rehabilitación y Modernización de la CT Tula. La capacidad total de generación de estos proyectos es de 2,222.5 Megawatts (MW) y representan una inversión de 1,261.6 millones de dólares.

Además, fueron construidos 34 proyectos de transmisión y transformación, que representan una inversión del orden de 136.8 millones de dólares, para la instalación de 26 líneas de transmisión, con una longitud conjunta de 101.7 kilómetros-circuito (km-c), y 29 Subestaciones Eléctricas, con 1,543 MVAs de capacidad de transformación.

En 2020 se dieron pasos decisivos para cumplir un imperativo de la política de infraestructura del actual Gobierno de México en el sector de la energía, que consiste en la determinación de fortalecer la infraestructura para garantizar las mejores condiciones de suministro en las penínsulas de Baja California y de Yucatán, y así revertir el virtual abandono que han sufrido por décadas.

Las obras de infraestructura logradas son otra muestra de que la CFE no detuvo su marcha, a pesar de las dificultades y la ruptura de normalidad impuesta por la pandemia.

Entre los avances de obras que soportan el servicio de electricidad, algunos proyectos son significativos porque simbolizan la reorientación de la CFE:

El respeto prioritario a las comunidades, ejemplificado con los avances en la construcción de la planta generadora “Centro”, después de años de retraso producto de conflictos jurídicos, sociales y comunitarios. El Gobierno de México organizó una consulta ciudadana en que se recabó el apoyo mayoritario, después de amplias explicaciones a la población del Estado de Morelos sobre los beneficios de la obra. Los trabajos del acueducto se concluyeron hasta que se redujo el encono y desconfianza que había generado esta obra, debido al manejo insensible y la profundización de los conflictos.

La reacción ante emergencias de servicio, como las carencias de capacidad de generación en Baja California, atendidas mediante el traslado de dos Unidades Móviles, con capacidad de 74 Megawatts y la instalación de Unidades Aeroderivadas Móviles nuevas, de última generación y de alta eficiencia adquiridas por CFE mediante concurso abierto en el mes de marzo, con una capacidad de 108 MW en total, para reforzar la Central de Combustión Interna Baja California Sur y la Central Termoeléctrica Punta Prieta, en La Paz Baja California Sur.

La CFE como empresa de energía que se expresa en el aprovechamiento al máximo de la capacidad de comercializar combustibles, principalmente Gas Natural, luego del replanteamiento de contratos desventajosos, para atraer beneficios a las empresas de generación y al conjunto de

las empresas de la CFE, llevando al mismo tiempo oportunidades de desarrollo a distintas latitudes del país. En el año 2020, se articuló una estrategia para llevar más gas a las Penínsulas de Baja California y de Yucatán. En Baja California, además del traslado de Unidades y la instalación de Unidades Aeroderivadas, se impulsará la construcción de tres Centrales de Ciclo Combinado y se detonarán proyectos de abastecimiento de gas natural en Baja California Sur. Para beneficio de Yucatán, la estrategia regional avanzó con la entrada en operación comercial del Gasoducto Cuxtal I, en agosto de 2020.

El centro occidente del país también obtuvo beneficios en el 2020, gracias a la entrada en operación del gasoducto Zapotlanejo, en el mes de octubre, con 5 km de longitud y una capacidad para transportar hasta 535 millones de pies cúbicos diarios de gas natural. La importancia de este ramal, anclado -es decir hecho factible- por las inversiones de la CFE, es que brinda interconexión con el gasoducto Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara, parte de la ruta conocida como "Wahalajara", con lo cual las plantas de la CFE ubicadas en Guanajuato y el Valle de México, así como grandes consumidores industriales, tendrán acceso al gas más barato del mundo, proveniente de Waha, Texas, EUA.

La conservación de activos emblemáticos como las inversiones y los trabajos para mantener vigente a la Central Nucleoeléctrica de Laguna Verde (CNLV). En el año de reporte, la CNLV cumplió 30 años de operación bajo los más estrictos controles de seguridad y los más altos estándares de excelencia, generando electricidad limpia, segura y confiable para el crecimiento de México. Y en reconocimiento de su alto perfil, se autorizó la renovación de la licencia de operación a la Unidad 1, para operar 30 años más, con el aval técnico de la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias.

Mención aparte merecen obras que reflejan la nueva orientación de la CFE al ejecutar proyectos.

Proyectos Prioritarios de Generación

La situación que se vivió en el año 2020 obligó a innovar y a buscar caminos inéditos para superarla.

La reorientación que inició en diciembre de 2018, con el objetivo de rescatar a la CFE y fortalecerla, incorporó necesidades y nuevas definiciones de política pública emanadas de la orientación estratégica del Gobierno de México.

De tal suerte, se determinó que la respuesta ante la crisis económica desatada por la pandemia no debería conducir a modelos anteriores, en los cuales los choques financieros fueron motivo para llevar al país a nuevos niveles de endeudamiento, acudiendo a préstamos ante organismos internacionales, que redundaban en condiciones que llegaron a significar altos costos, décadas de gravámenes e incluso cesión de condiciones soberanas.

Con ese imperativo presente, y aprovechando las posibilidades normativas vigentes, la CFE innovó el instrumento conocido como Fideicomiso Maestro de Inversión, que fue aprobado por el Consejo de Administración en julio de 2020.

El nuevo Fideicomiso permitirá obtener financiamiento a partir del manejo de excedentes y utilidades generados desde la filial CF Energía, más el aprovechamiento de los canales de financiamiento de que ya dispone la empresa.

El objetivo es otorgar recursos, que serán a menor costo y mejores condiciones que las comerciales, para proyectos que logren aprobar una rigurosa evaluación, asegurando un retorno y rendimientos para la CFE.

El primer grupo de obras seleccionadas consiste en cinco proyectos que permitirán construir siete centrales de generación. Están orientados a resolver carencias de energía en las Penínsulas de Yucatán y de Baja California.



La CFE es una formidable institución que consigue y aplica los recursos que le permiten su naturaleza de empresa del Estado. Los esfuerzos de una plantilla laboral de más de 90 mil trabajadores calificados, y la experiencia acumulada en más 8 décadas, se han puesto en marcha para revertir el deterioro programado en que se encontraba la Comisión, como resultado de una política económica sin arraigo social, sin racionalidad técnica y sin consenso político.

A pesar de los embates a que ha sido sometida, la CFE sigue siendo un baluarte para los mexicanos. El 27 de octubre de 2020, como parte del análisis del Segundo Informe de Gobierno, el Director General de la CFE compareció ante comisiones unidas de la Cámara de Diputados. Allí sostuvo un debate respetuoso e informado, aportando, durante 9 horas, pormenores de asuntos del interés de los legisladores, como inversiones, servicio, obras, y problemática como tarifas, pérdidas de energía y cartera vencida.

En esa oportunidad, el Lic. Bartlett Díaz puntualizó elementos que demuestran la dimensión del valor que tiene la CFE, que justifican y explican el propósito de rescatarla. A partir de los datos al corte del primer semestre de 2020, destacó que la CFE:

- Obtuvo ingresos por doscientos sesenta mil millones de pesos, lo cual la sitúa entre las empresas más grandes del país.
- Generó un flujo de operación (utilidad de operación más depreciación) de noventa y siete mil millones de pesos, y su flujo de operación, después de gastos financieros y antes de impuestos, fue de sesenta y cinco mil millones de pesos.
- Su patrimonio fue de quinientos cincuenta y seis mil millones de pesos. Y sobre esa base, el flujo de operación después de gastos financieros y antes de impuestos, resultan en una rentabilidad financiera del veintitrés por ciento anualizado; de las más altas si se compara con cualquiera de las mejores empresas listadas en la bolsa mexicana de valores.
- Si se compara el flujo de operación de noventa y siete mil (96,799) millones de pesos, contra los activos totales, da una rentabilidad económica del nueve (8.77) por ciento anualizado sobre los activos totales, que está por arriba de la media mundial para empresas de tan alto capital intensivo, como es la industria eléctrica. Además, la vida útil de los activos fijos de la CFE es en promedio de treinta años, de las más altas de cualquier otro giro de actividad económica.

- Finalmente, los activos fijos en su mayoría se cotizan en monedas extranjeras, lo cual le da una cobertura cambiaria natural contra cualquier tipo de fluctuaciones cambiarias, protegiendo así el valor de su patrimonio.

La fortaleza que conserva la CFE contrasta con la fragilidad introducida al servicio eléctrico, y que es necesario revertir. La proliferación de generadores a partir de fuentes intermitentes, sin que acompañaran las inversiones con obras de reforzamiento de las redes de transmisión y de distribución, crearon vulnerabilidades operativas. Ante eventos que han comprometido la continuidad del servicio del Sistema Eléctrico Nacional, han sido las plantas de la CFE, especialmente las hidroeléctricas, las que han aportado estabilidad y se convirtieron en activos que permitieron superar contingencias.

Una fortaleza que se tiene que recuperar es su prestigiada planeación, de la que fue despojada con la Reforma Energética.

A propuesta del Director General de CFE, el 25 de junio de 2020 el Consejo de Administración aprobó la creación de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE) para:

- Elaborar documentos que definan objetivos estratégicos y visión.
- Construir mecanismos de interlocución y acuerdos con los Directores Generales de las Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales, Titulares de las Unidades de Negocio y Directores Corporativos.
- Definir estrategias, decisiones y operación del Gobierno Corporativo.
- Construir escenarios, estudios económicos, realizar evaluaciones económicas y financieras de proyectos, gestión regulatoria y seguimiento a la medición del desempeño.
- De acuerdo con la estrategia institucional, definir la priorización de inversiones y proyectos.

La inserción de la nueva DCPE catalizó un amplio proceso interno de reflexión y análisis, lo que llevó, con participación y liderazgo de la Dirección Corporativa de Finanzas, a la elaboración del Plan de Negocios 2021-2025.

Así como lo fue para el país y para el mundo, el año 2020 fue un periodo de grandes desafíos para la Comisión Federal de Electricidad. Prácticamente en todos los ámbitos de su actuación se puso a prueba su capacidad para salir adelante y continuar prestando su vital servicio. La institución refrendó su historia de ocho décadas siendo eje y motor de las grandes transformaciones nacionales, y pudo cumplir una vez más con su misión. Los retos no se han detenido, al contrario, se perfila 2021 como un año decisivo para el rescate y fortalecimiento de la CFE, en la consolidación de los avances logrados durante 2019 y 2020. La Comisión, con rumbo definido y objetivos claros, está lista para volver a ser palanca decisiva del crecimiento económico y el desarrollo social de México.

CFE ante la emergencia sanitaria

Derivado de la pandemia, generada por el nuevo tipo de coronavirus, al que se le denominó Síndrome Respiratorio Agudo Severo tipo-2 (SARS-CoV-2), se decretaron medidas de distanciamiento social, confinamiento y protección sanitaria, en la mayoría de los países para contener la propagación del virus, incluyendo a México, situación que no sólo incrementó la presión en los sistemas de salud, sino también en los servicios básicos, particularmente en el suministro de energía eléctrica, cuya continuidad es vital para la efectividad de las medidas de contención de la pandemia.

En ese sentido, consciente de la fuerte dependencia que existe entre el óptimo funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional y la capacidad del país para hacer frente a la crisis epidemiológica, fue prioritario para la CFE tanto asegurar la integridad de su fuerza laboral como el desarrollo de sus funciones sustantivas, a efecto de no interrumpir el abasto de energía eléctrica en el país.

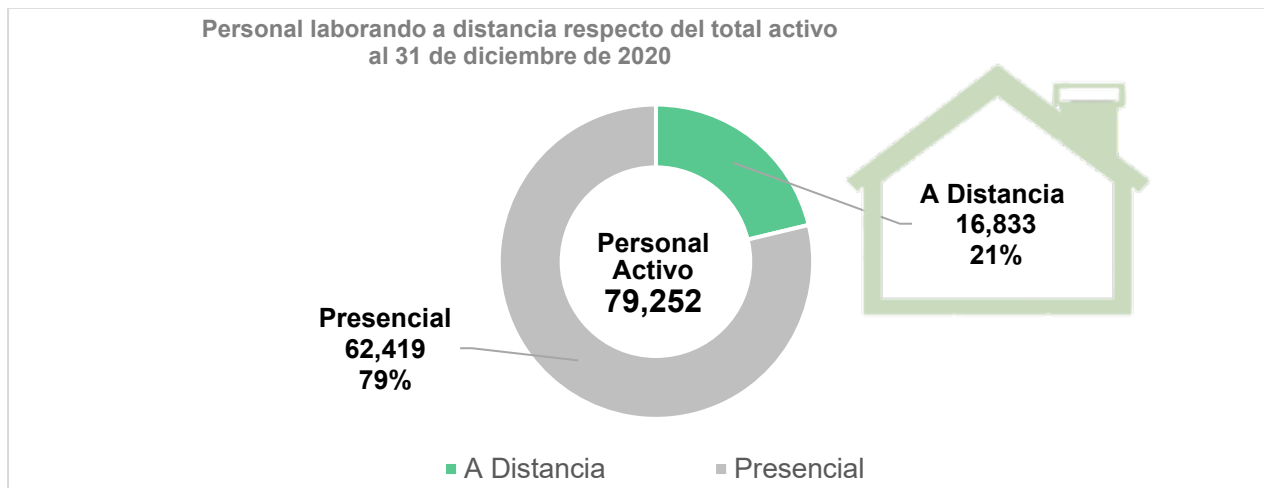
Por lo que inmediatamente después de que las autoridades sanitarias publicaron los Acuerdos en los que se establecieron las medidas preventivas para mitigar y controlar la propagación del virus SARS-CoV-2, así como los criterios de la Jornada Nacional de Sana Distancia; el 24 de marzo de 2020, la Dirección General y la Secretaría General del SUTERM, emitieron conjuntamente una Circular con las acciones puntuales siguientes, para su aplicación en cada uno de los centros de trabajo de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y Filiales.

Trabajo a distancia

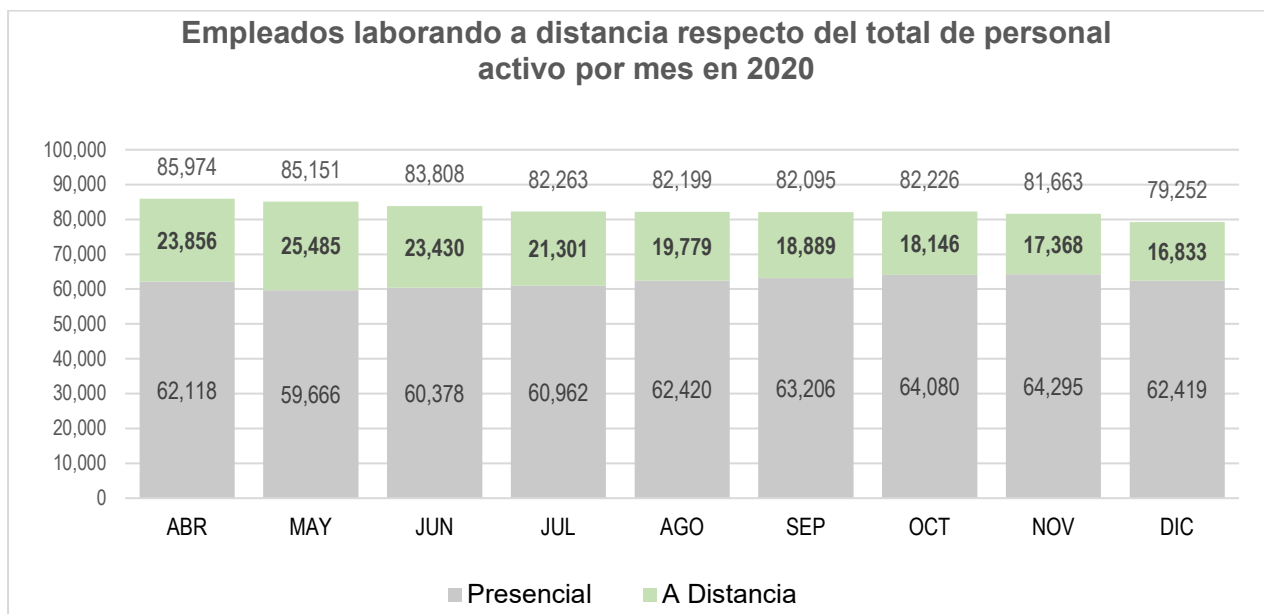
Se organizaron dinámicas laborales que privilegiaron el trabajo a distancia, desde el hogar o en un esquema de trabajo mixto, basado en la rotación de personal y el escalonamiento de horarios y jornadas de trabajo, considerando para ello el tipo de funciones que desarrollaba cada trabajador y su condición de salud.

Para realizar el trabajo desde casa, se dio prioridad al personal con características que, de acuerdo con los comunicados de la Organización Mundial de la Salud, podrían incrementar el riesgo de complicaciones médicas en caso de contagio, tales como mayores de 60 años de edad, mujeres embarazadas o en período de lactancia, padecimientos crónico-degenerativos o los relacionados con vías respiratorias, así como aquellos que estaban al cuidado de menores en edad escolar a nivel primaria.

Como resultado de dichas medidas, en el mes de mayo de 2020 se registró un máximo de 25,485 trabajadores laborando bajo alguna de las modalidades a distancia, representando el 29.9% de la plantilla activa de personal.



A partir del mes de mayo, se realizó una reincorporación moderada del personal no vulnerable a sus centros de trabajo, por lo que en diciembre de 2020 se redujo a un 21% (16,833 trabajadores) el personal laborando a distancia, de acuerdo a la evolución de la pandemia en cada entidad federativa, como se observa en el siguiente gráfico:



La reducción significativa que se logró en el contacto cercano de los trabajadores, permitió controlar el riesgo de contagio, debido a que su principal mecanismo de transmisión se da cuando las secreciones respiratorias de una persona infectada alcanzan las membranas mucosas otra persona.

Como se señaló anteriormente, el servicio de energía eléctrica es una actividad esencial, que exige mantener la operación de la CFE, EPS y Filiales, por lo que paralelamente se definieron mecanismos de monitoreo y seguimiento en el ámbito laboral y de salud del personal, mediante el desarrollo de herramientas tecnológicas y mecanismos de conexión remota.

Sistema Nacional para la Atención de Emergencias SISNAE COVID-19

La EPS CFE Distribución, opera de manera regular el Sistema Nacional para la Atención de Emergencias (SISNAE), por medio del que da seguimiento a la atención de desastres como inundaciones y huracanes; dicha plataforma informática fue compartida a la Dirección Corporativa de Administración y se adaptó para el seguimiento de esta nueva emergencia, con la que se monitorea en tiempo real la situación laboral, el estado de salud del total de la fuerza de trabajo de la CFE y se tomaron decisiones oportunas para disminuir el riesgo de contagio.

Para ello, se estableció una red de enlaces en todas las áreas de la CFE, quienes reportan diariamente en la plataforma SISNAE-COVID, los cambios en la situación de la modalidad de trabajo del personal durante la pandemia, así como el estado de salud de aquellos que fueron afectados por COVID-19. La información proviene directamente de los centros de trabajo, en donde se reporta la detección de personas con sospecha o con confirmación de contagio, las que se recuperaron y las desafortunadas defunciones.

Monitoreo y seguimiento de las personas afectadas por el virus SARS-CoV-2

A través de esta nueva versión del SISNAE, se generan diversos reportes en forma periódica sobre la evolución de la pandemia, con detalle por área, entidad federativa, situación laboral y condición de salud del personal; enviando a la SHCP (Secretaría de Hacienda y Crédito Público) información concentrada cada 15 días, a fin de que el Ejecutivo Federal conozca el impacto de la pandemia y las medidas adoptadas para su mitigación. Asimismo, a partir del mes de junio de 2020 en la CFE se adoptó la política de emitir boletines de prensa, para que tanto el personal como la opinión pública conozcan la situación que prevalece en la empresa.

Habilitación de una Red Privada Virtual (VPN).

El trabajo a distancia como medida central de la protección a la salud de los trabajadores, representó un gran reto en la conectividad y seguridad informática, para que los mecanismos digitales permitieran dar continuidad de las actividades sustantivas en un ambiente de teletrabajo.

Para ello la Coordinación de Servicios Tecnológicos de la Dirección Corporativa de Administración, habilitó conexiones remotas a través de VPN, garantizando un acceso seguro a la red de CFE a los empleados que realizarían labores desde sus hogares. Del periodo previo a la emergencia sanitaria al cierre del mes de diciembre de 2020, se potencializó esta herramienta, pasando de 4 mil a más de 20 mil accesos autorizados.

Medidas de prevención y contención de cadenas de transmisión del covid-19:

En cumplimiento de las medidas establecidas por las autoridades sanitarias para contener la propagación del virus, se adoptaron las siguientes acciones de protección a la salud y distanciamiento físico del personal:

- Desinfección periódica de instalaciones, áreas de trabajo, equipo y vehículos oficiales, con independencia de que se hayan presentado o no casos de contagio.
- Obligatoriedad del uso de equipo de protección sanitaria dentro de los centros de trabajo, instruyendo a todas las áreas de la CFE para que el personal contara con los accesorios necesarios para salvaguardar su integridad física frente a la contingencia.
- Establecimiento de filtros sanitarios en el acceso a los inmuebles de la CFE, en donde el paso es por un tapete sanitizante y personal calificado realiza la verificación del uso de equipo de protección personal (cubrebocas y/o careta), toma la temperatura y suministro de alcohol en gel; filtros que han permitido la detección y canalización a las unidades médicas

correspondientes, de las personas identificadas como sospechosas de contagio y prevenir que éstas infecten a otros trabajadores.

- Restricción de acceso a las instalaciones de la CFE a menores de edad y personas no autorizadas, así como de reuniones de trabajo presenciales, favoreciendo el uso de plataformas de videoconferencia.
- Reducción de movilidad de personal al interior de los centros de trabajo, al delimitar el tránsito en entradas, salidas y elevadores, así como la instalación de acrílicos de protección en áreas críticas para mantener la sana distancia.
- En el caso del personal no activo (jubilados), se bancarizaron sus pagos, para evitar su traslado a las oficinas administrativas y, las visitas de comprobación de supervivencia se difirieron hasta nuevo aviso.
- Cancelación de capacitación en la modalidad presencial, con opción de realizar talleres y cursos en aulas virtuales o por videoconferencia.
- Cancelación de viajes al extranjero por comisiones, asambleas, congresos, conferencias o seminarios; en el caso de comisiones al interior del país, se redujeron al mínimo indispensable.
- Difusión de las medidas para prevenir el contagio y mantener la sana distancia, mediante material gráfico en las instalaciones de la CFE, comunicados oficiales, redes sociales y, a partir del mes de mayo de 2020, el micrositio <https://www.cfe.mx/nuevanormalidad>, se habilitó como el canal oficial de consulta sobre las medidas implementadas por el Gobierno Federal y aplicables a CFE, a efecto de mantener informado al personal de la CFE y sus EPS.

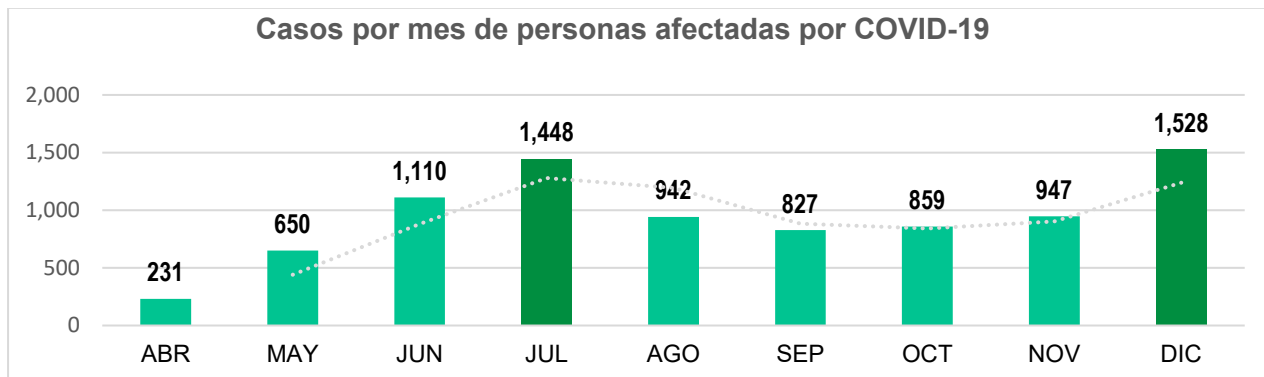
Acciones frente a la Nueva Normalidad

En mayo de 2020, se diseñó, elaboró y emitió el “Protocolo de Seguridad Sanitaria para la Reincorporación de Actividades a los Centros de Trabajo de la Comisión Federal de Electricidad” así como otros documentos, mediante los que se establecieron las condiciones necesarias para la reincorporación de los empleados a las actividades presenciales, sin disminuir las medidas de protección sanitaria ya implementadas, de conformidad con las disposiciones establecidas por la Secretaría de Salud para la etapa denominada “Nueva Normalidad”.

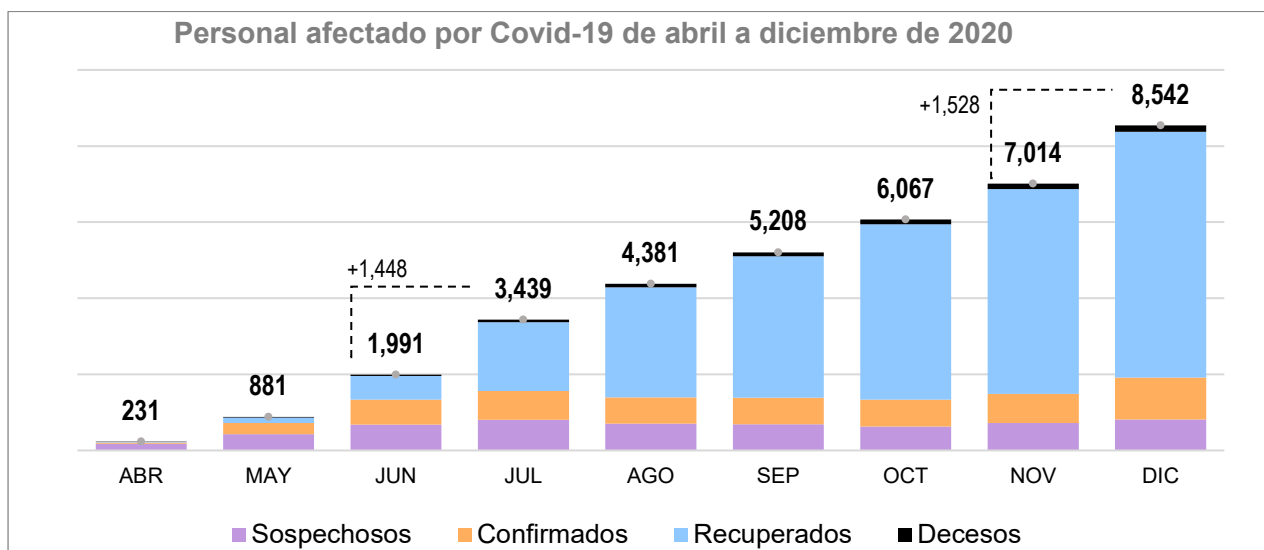
Asimismo, la Dirección Corporativa de Administración, a través de la Coordinación de Recursos Humanos, ha mantenido una comunicación permanente con el IMSS (Instituto Mexicano del Seguro Social) para garantizar la atención médica oportuna y adecuada en la recuperación del personal.

Impacto del virus SARS-CoV-2 en la fuerza laboral de CFE

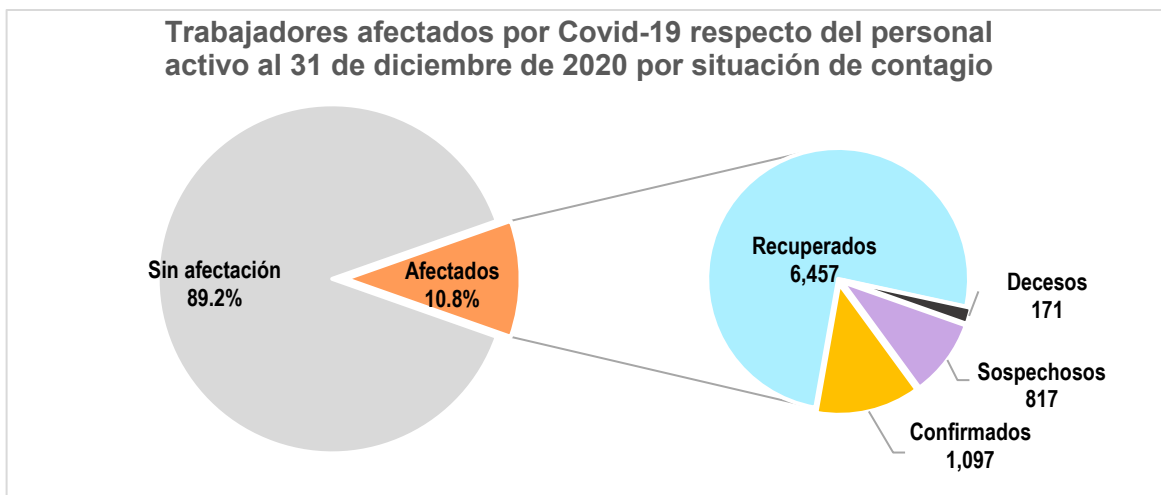
En México se confirmó el primer caso de contagio el 27 de febrero de 2020 y en la CFE, se registraron en el mes de abril, 231 casos de personal sospechoso de contagio por COVID-19.



Los meses de julio y diciembre del 2020, fueron los meses con mayor número de casos de personal afectado, 1,448 y 1,528 personas, respectivamente, observando al cierre del año que el 10.8% de la plantilla fue afectada por la pandemia.

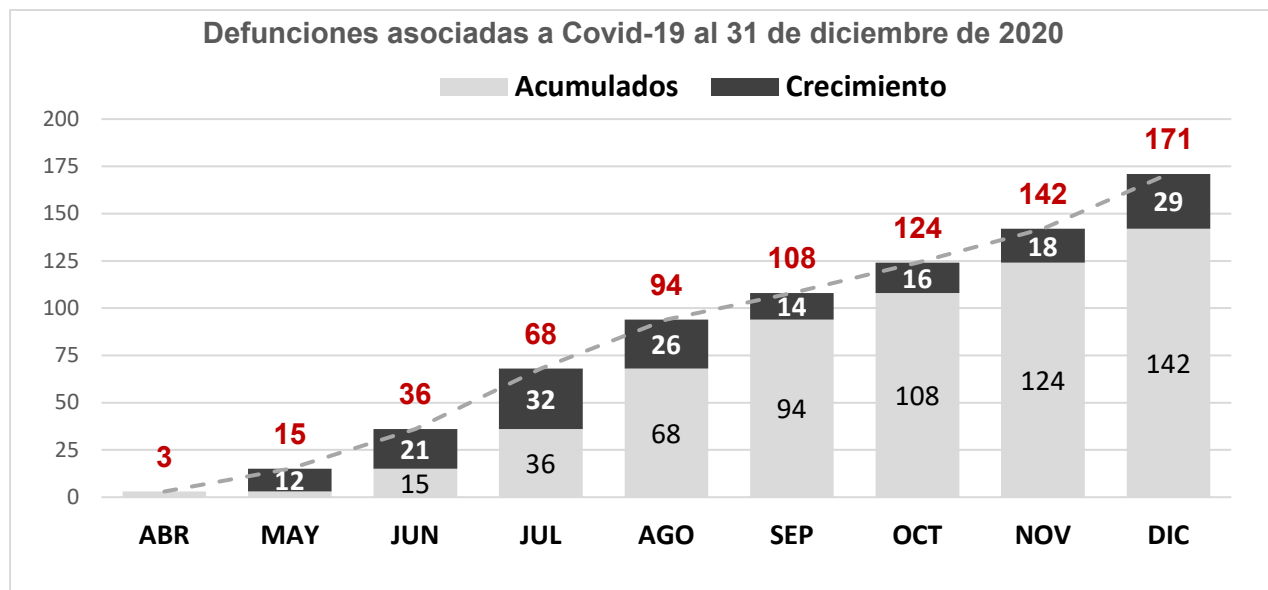


Cabe mencionar que, de las 7,725 personas contagiadas, el 83.6% se recuperó, superando la tasa nacional del 75.3% reportada por la Secretaría de Salud, es decir, 8 de cada 10 personas contagiadas en la CFE, EPS y Filiales superaron el COVID19.



Al cierre del 2020, la incidencia de contagios fue de 1,097 personas confirmadas, de las cuales 25 se encontraban hospitalizadas, 14 estables y 11 en estado delicado; número de casos que representaron solo el 0.1% de los reportados a nivel nacional.

En el período de abril a diciembre se registraron 171 fallecimientos, siendo el mes de julio en donde se registró el número más alto de decesos con 32 casos, siguiendo una disminución transitoria en los dos meses subsecuentes y a partir del mes de octubre, la incidencia de decesos inició una tendencia creciente, con 29 decesos en el mes de diciembre.



Al término del año, la CFE registró un índice de letalidad del 2.2% (personas que enfermaron y fallecieron por COVID-19), similar al reportado a nivel mundial en el “Informe Técnico Diario COVID-19 México”, emitido por la Secretaría de Salud. Dichos fallecimientos en la CFE representan el 0.1% de los 125,807 reportados a nivel nacional, logrando la CFE mantener el índice de letalidad por debajo del parámetro nacional de 8.8%.

Impacto del virus SARS-CoV-2 por Empresa

El personal sustantivo operativo de campo y de atención directa al público, continuó realizando sus actividades laborales en forma normal, para asegurar que el servicio de suministro de energía eléctrica no se interrumpiera.

Motivo por el que al analizar el impacto del COVID-19 por empresa con respecto al total, se observa que la EPS CFE Distribución, quien cuenta con la plantilla de personal más grande, significa el 50% del total de trabajadores afectados y, al observar el impacto en función de la plantilla de personal de cada empresa, es CFE Suministrador de Servicios Básicos quien presenta una mayor proporción de afectación con respecto al total de su plantilla.

Personal Afectado vinculado al COVID-19 por Empresa al 31 de Diciembre de 2020

EMPRESA	SOSPECHOSO	CONFIRMADO	DEFUNCIÓN	RECUPERADO	TOTAL	PROPORCIÓN DE AFECTACIÓN %	AFECTADOS RESPECTO A PLANTILLA DE PERSONAL %
DISTRIBUCIÓN	436	560	94	3,177	4,267	50.0%	8.7%
SUMINISTRO BÁSICO	105	171	11	1,129	1,416	16.6%	11.8%
TRANSMISIÓN	225	145	14	579	963	11.3%	11.5%
CORPORATIVO	35	134	30	698	897	10.5%	6.8%
CFE GENERACIÓN IV	1	20	3	256	280	3.3%	9.7%
CFE GENERACIÓN I	3	34	7	144	188	2.2%	6.4%
CFE GENERACIÓN VI	0	5	5	168	178	2.1%	5.8%
CFE GENERACIÓN II	11	14	4	138	167	2.0%	7.4%
CFE GENERACIÓN III	1	3	3	146	153	1.8%	5.1%
CFENERGIA	0	1	0	12	13	0.2%	4.5%
CFE CALIFICADOS	0	3	0	4	7	0.1%	9.9%
CFE GENERACIÓN V	0	4	0	1	5	0.1%	5.1%
CFE CAPITAL	0	3	0	1	4	0.0%	14.3%
CFE INTERNACIONAL	0	0	0	2	2	0.0%	5.3%
CFE CONTRATOS LEGADOS	0	0	0	2	2	0.0%	18.2%
TOTAL	817	1,097	171	6,457	8,542	100.0%	8.8%

Fuente: Sistema Nacional para la Atención de Emergencias SISNAE COVID-19. Informes Diarios de abril a diciembre de 2020.

Contrataciones vinculadas a la atención del COVID-19.

El 24 de marzo de 2020, la Dirección General de la CFE instruyó a todas las áreas a nivel nacional para que a pesar de la emergencia sanitaria, se aseguraran las mejores condiciones para esta Empresa Productiva del Estado, en las adquisiciones y contratación de servicios, por lo que se realizó un seguimiento puntual de los requerimientos de insumos y servicios necesarios para la protección del personal, así como de la adecuación de instalaciones.

Creándose para tal efecto, una plataforma informática para el registro de las compras en materia de COVID-19, con el objeto de conocer los requerimientos de las áreas y monitorear que estas se realizaran en las mejores condiciones para la CFE y EPS.

Al término del año 2020, la CFE y EPS reportaron 2,551 adjudicaciones, lo que significó erogaciones por un importe de 158.8 MP, mismas que se efectuaron con estricto apego a la normatividad aplicable, destinadas principalmente para:

- Artículos e insumos para la protección del personal, tales como gel antibacterial, líquido sanitizante, caretas faciales, lentes, micas, acrílicos y tapetes sanitizantes, los cuales representan el 70.8% de la inversión total desde el inicio de la pandemia.
- Adquisición de material de limpieza e higiene; tales como toallas desinfectantes, detergentes, líquidos sanitizantes y similares, equivalente al 12.3% del total.

- Contratación de servicios de sanitización, desinfección y fumigación de instalaciones y transporte de personal, en los que se invirtió el 15.0% del total de las compras asociadas a Covid-19.
- Insumos y servicios médicos como servicios de laboratorios, botiquines y medicamentos que significó el 0.8% de los gastos realizados.
- Señalética e impresiones de materiales para difundir acciones preventivas y promover la sana distancia al interior de las instalaciones, cuya inversión representó el 1.0% del presupuesto ejercido.

La EPS CFE Distribución es la empresa que ha invertido la mayor cantidad de recursos para atender la protección del personal, con un 54.1% del total del gasto, seguido por la EPS Suministrador de Servicios Básicos con el 17.1%, mientras que el Corporativo registró el 9.1% de la inversión total.

EMPRESA	EQUIPO PARA PROTECCIÓN	MATERIAL DE LIMPIEZA E HIGIENE	SERVICIOS	SERVICIOS E INSUMOS MÉDICOS	SEÑALÉTICA E IMPRESIONES	TOTAL
DISTRIBUCIÓN	65,760,303.01	8,036,531.97	11,519,541.51	34,220.00	544,642.88	85,895,239.37
SUMINISTRO BÁSICO	16,317,146.00	4,890,147.51	5,172,521.83	2,262.00	699,962.69	27,082,040.02
CORPORATIVO	9,880,028.77	1,734,181.67	2,547,523.05	174,730.87	136,039.06	14,472,503.44
GENERACIÓN I	5,335,484.73	2,041,266.29	1,647,930.80	442,489.13	83,386.00	9,550,556.95
TRANSMISIÓN	4,138,542.16	905,756.58	1,476,868.49	0.00	29,609.00	6,550,776.23
GENERACIÓN VI	3,428,367.29	681,575.02	400,722.00	45,240.00	106,018.20	4,661,922.50
GENERACIÓN IV	2,915,972.96	543,043.39	678,279.96	218,544.57	28,321.40	4,384,162.27
GENERACIÓN III	2,329,770.76	417,728.66	273,597.53	0.00	12,528.00	3,033,624.95
GENERACIÓN II	2,279,932.07	272,832.94	9,488.80	374,090.52	14,731.21	2,951,075.54
GENERACIÓN V	87,812.00	0.00	103,820.00	0.00	0.00	191,632.00
TOTAL	112,473,359.75	19,523,064.02	23,830,293.96	1,291,577.10	1,655,238.43	158,773,533.27

Es importante señalar que, en un ejercicio de responsabilidad, transparencia y rendición de cuentas, se entregó a la Secretaría de la Función Pública la información de las contrataciones realizadas para atender la pandemia al tercer trimestre de 2020, a fin de que estas se integren a la plataforma de datos abiertos que publicará de forma conjunta con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Finanzas

El año de 2020 estuvo marcado por la pandemia de COVID-19, la cual provocó una crisis económica a nivel internacional de magnitudes similares a las de la Gran Depresión de 1929. En ese contexto, la CFE logró mantener sus finanzas fuertes y con ello, asumir su compromiso social para detonar el crecimiento económico y el bienestar de los mexicanos. En este sentido, y con objeto de dotar a la CFE de un instrumento estratégico que señale a toda la empresa la ruta a seguir, el Consejo de Administración aprobó en su sesión ordinaria número 40, celebrada el pasado 8 de diciembre de 2020, el Plan de Negocios 2021-2025 (PDN), el cual establece un ambicioso programa de proyectos de inversión que le permitirán mantener su posición de liderazgo en el segmento de generación y garantizar la operación continua, eficiente y segura de la industria eléctrica en el país.

El PDN recoge los resultados de un profundo trabajo de introspección efectuado a la luz de la transformación que pretende la presente Administración y a través de ocho objetivos estratégicos, se establecen compromisos operativos, financieros, ambientales y sociales; para el fortalecimiento de la CFE y así coadyuvar al desarrollo nacional.

La CFE está implementando siete estrategias para mejorar sus resultados y sus indicadores de desempeño financiero en los próximos años (2020-2025). Específicamente se establecieron como estrategias: i) Implementar el Fideicomiso Maestro de Inversión (FMI) como vehículo de financiamiento; ii) Fortalecer la Gestión del Presupuesto Anual; iii) Optimizar la Carga Fiscal; iv) Fortalecer el Perfil Financiero de la CFE; v) Mitigar los Riesgos Financieros; vi) Modernizar los Sistemas Informáticos para la Gestión de Recursos; y, vii) Analizar la rentabilidad y dar seguimiento a los Costos Unitarios por Empresa y Proceso.

La parte de Finanzas del Informe Anual, se divide en cinco secciones. La primera con los estados financieros, la segunda con el análisis del presupuesto, la tercera con el informe de la deuda, la cuarta sección con el tema de financiamientos y coberturas, y por último, la quinta sección muestra un comparativo con el Plan de Negocios de la CFE.

La primera sección contiene los resultados financieros preliminares al cierre de 2020, estos muestran ingresos totales por \$502,859 millones de pesos (mdp), cifra 10% inferior a lo obtenido en 2019, con un incremento de 1% en los costos de operación, lo que aunado a un costo financiero 230% mayor al registrado el año anterior, da como resultado una pérdida antes de impuestos de \$73,550 mdp, comparado con el resultado de \$52,701 mdp que se obtuvo en 2019.

Desde el punto de vista presupuestal, en la segunda sección, se observa que al cierre del año 2020 se registraron ingresos por 397,494.8 mdp, los cuales fueron menores por 20.9 mil millones de pesos (mmdp) con relación a los ingresos programados. El gasto programable acumulado al cierre del año ascendió a 443,989 mdp. Lo que da un balance operativo de -46,494.7 mdp, que se compensó por las transferencias de 70,000 mdp. Esto permitió que la CFE cumpliera con la meta de balance financiero al lograr un resultado de 1.2 millones de pesos.

En el marco de las Estrategias de Financiamiento y Coberturas para el ejercicio fiscal 2020, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, las acciones desarrolladas dieron 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 2020. Al cierre del año, con el Portafolio de Instrumentos Financieros Derivados se alcanzó un nivel de cobertura en moneda extranjera de la Deuda Total de 133,936

mdp (6,714 mdd). En lo referente a coberturas de tasa de interés, el monto fue de 3,990 mdp de la deuda en moneda local. Con ello, al cierre de 2020, la exposición cambiaria de la Deuda Total se ubicó en 23.3% y la exposición de tasa de interés variable en 25.2%.

Es importante mencionar que en julio de 2020 el Consejo de Administración de la CFE aprobó la creación del Fideicomiso Maestro de Inversión, que será el vehículo financiero a través del cual se podrá canalizar los recursos, hacia el proceso de generación para enfrentar los retos del MEM.

Y por último, en la sección del Plan de Negocios, la Administración reconoce las necesidades de la CFE para retomar el rol de palanca del crecimiento nacional a partir del fortalecimiento de sus procesos en un entorno de competencia, por ello, en 2020 se definieron ocho Objetivos Estratégicos que se vinculan de forma directa con el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

Estados Financieros

La CFE reporta una pérdida neta al 31 de diciembre de 2020 de \$ 85.9 mmdp, lo que representa un decremento de \$111.7 mmdp comparada con la utilidad neta del ejercicio 2019.

A continuación, se presenta un breve análisis del resultado del año 2020, y de los cambios con respecto del año anterior:

- Los ingresos totales de 2020, disminuyeron 10.1 % comparado con el 2019, esto representó un decremento de 57.1 mmdp, que se explica principalmente derivado de una menor demanda de energía por 12,244 Giga watts/hora, la cual se origina principalmente por una disminución en las ventas de energía eléctrica en el sector industrial debido a la pandemia de COVID-19, esto a pesar del incremento en el consumo de electricidad en el sector doméstico y una disminución en ingresos por venta a terceros por 16.8, en comparación al ejercicio anterior. En el año 2020, el precio de venta se ha mantenido estable.
- Por otro lado, los costos totales se incrementaron 1.0 % al cierre de 2020, comparado con el cierre del año anterior, esto representó un incremento de 4.6 mmdp más que 2019. Este incremento en los costos se explica principalmente por la disminución en energéticos y otros combustibles, por 80.6 mmdp compensado por el incremento en las obligaciones laborales por 84.8 mmdp. Es importante mencionar que en los resultados de 2020 se reconoce en el pasivo laboral el efecto por la renegociación del contrato colectivo de trabajo por el bienio 2020-2022.
- Al cierre de 2020, el resultado de la operación cerró en 18.8 mmdp.
- Como resultado de los efectos económicos de la pandemia de COVID-19 y la caída de los precios internacionales del petróleo durante el 2020, se observó una depreciación del 5.9% del peso respecto al dólar, al pasar de \$18.84 a \$19.95 pesos por dólar del 31 de diciembre 2019 al 31 de diciembre de 2020. Este nivel de depreciación del peso mexicano y el hecho de que la CFE tiene una posición en moneda extranjera pasiva, generó una pérdida por fluctuación cambiaria de 33.9 mdp, que afectó el resultado integral de financiamiento, el cual pasó a 92.3 mdp en 2020 en comparación de 27.9 mdp de 2019. Este efecto negativo en el resultado integral de financiamiento revierte la utilidad operativa y origina una pérdida neta de 85.9 mdp.

Concepto	Al 31 de diciembre de 2020	Al 31 de diciembre de 2019	Variación 2020 vs 2019
Ingresos	\$502,858,625	\$560,033,761	-10.2%
Ingresos por venta de energía	\$370,888,288	\$412,452,304	-10.1%
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$21,497,865	\$38,308,467	-43.9%
Ingresos por transporte de energía	\$14,989,282	\$12,996,560	15.3%
Ingresos por subsidio	\$70,000,000	\$75,185,800	-6.9%
Otros ingresos y ganancias	\$25,483,190	\$21,090,630	20.8%
Costos	\$484,019,051	\$479,368,117	1.0%
Energéticos y otros combustibles	\$158,005,203	\$238,881,426	-33.9%
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$25,294,428	\$35,544,104	-28.8%
Remuneraciones	\$70,623,442	\$69,018,628	2.3%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$24,076,874	\$14,278,998	68.6%
Impuestos y derechos	\$1,962,386	\$2,281,474	-14.0%
Costo MEM	\$3,142,319	\$3,156,925	-0.5%
Costo de obligaciones laborales	\$120,790,014	\$35,900,194	236.5%
Depreciación	\$65,487,160	\$65,753,190	-0.4%
Otros gastos	\$14,637,225	\$14,553,178	0.6%
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$18,839,574	\$80,665,644	-76.6%
Costos de Financiamiento	\$92,389,716	\$27,964,617	230.4%
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$50,500,295	\$42,037,479	20.1%
Gastos por intereses neto	\$7,967,738	\$7,888,470	1.0%
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	\$33,921,683	(\$21,961,332)	-254.5%
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(\$73,550,142)	\$52,701,027	-139.6%
Impuestos a la utilidad	\$12,446,226	\$27,027,331	-53.9%
RESULTADO NETO	(\$85,996,368)	\$25,673,696	-335.0%

Fuente: Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) / Gerencia de Contabilidad
 Cifras en miles de pesos

Presupuesto consolidado

CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias, cierre del ejercicio 2020

Ingresos

Al cierre del año se registraron ingresos por 397,494.8 mdp, los cuales fueron menores por 20.9 mil millones de pesos (mmdp) con relación a los ingresos programados (418.4 mmdp), que se explica por lo siguiente:

- Ingresos por venta de energía. Los ingresos por venta de energía fueron menores en 41.1 mmdp al programado (equivalente al 10.1%), debido a una menor facturación por menor demanda. Las ventas de energía en el ejercicio del 1 de enero al 31 de diciembre del 2020 disminuyeron en 12,406 GWh con relación al mismo periodo de 2019, lo que representa un 5.7%. Cabe mencionar que también se encuentran 5.8% por debajo de lo programado al cierre de 2020. En esta disminución sobresalen los sectores de Alta Tensión y Media Tensión que tuvieron una disminución respecto al mismo periodo de 2019 de 14.4% y 13.2% respectivamente, así mismo la tarifa DAC donde hubo una disminución del 21.1%. Es de señalar que en el sector residencial hubo un crecimiento de 7.8%.
- Ingresos Diversos. Al cierre del año 2020 se obtuvieron mayores ingresos diversos por 20.2 mmdp, esto derivado principalmente por la facturación y cobro de los costos fijos y variables del transporte del gas que realiza CFenergía de los ductos no cedidos a las EPS (79.3%), 4.7% por penas convencionales y 12.5% de otros ingresos. Los ingresos cobrados por CFenergía a las EPS por cuenta y orden de la CFE no son ingresos extraordinarios, ya se recibían en años anteriores pero el registro se realizaba en operaciones ajenas. Además, estos ingresos se compensan con el mayor gasto que se registra en el rubro de transporte de gas, y que es precisamente la erogación que realizan las EPS a CFenergía.

Gasto Programable

El Gasto Programable acumulado al cierre del año ascendió a 443,989 mdp, menor en 12.4 mmdp (2.7%) al presupuesto programado, los rubros y las razones principales son los siguientes:

- En Servicios Personales se registró un gasto de 61,515 mdp monto superior en 1.8% al aprobado para el ejercicio 2020. La razón de ello se explica porque el monto aprobado por la H. Cámara de Diputados en el Decreto del Presupuesto de Egresos de la Federación para 2020, fue de 60.4 mmdp, monto inferior en un 4.17% al solicitado.

Asimismo, se presentó una circunstancia particular en el rubro de servicios personales: Debido al sistema de pagos catorcenales en la CFE, al corte de semanas del 2020 y a que dicho año fue bisiesto, el número de catorcenas a pagar fue de 27, y no de 26 como ocurre normalmente. Esta circunstancia sucede una vez cada 11 años. La catorcena adicional, sumada al hecho de que el Presupuesto aprobado consideraba un techo de servicios personales 4.17% inferior al solicitado, ocasionó una presión de gasto extraordinaria. Para evitar el traslado de la catorcena adicional al siguiente año, en coordinación y consultas con la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, se decidió mantener el pago en el ejercicio 2020, lo que impidió cumplir la meta del techo de servicios personales. El resultado de las consultas con las autoridades presupuestales del Gobierno Federal se reflejó en el oficio N° 307-A.- 0430, del 25 de febrero de 2021, mediante el cual la SHCP consideró procedente el registro de la adecuación presupuestaria donde se refleja el incremento en servicios personales para el ejercicio fiscal 2020, con cargo a las disponibilidades financieras.

- En el rubro de Materiales y Suministros hubo un menor gasto acumulado por 22.9 mmdp debido a una menor demanda de Combustibles para la generación de electricidad en 1.4 mmdp, principalmente por una disminución en el precio contra lo estimado del gas continental y del gas licuado (GNL), así mismo derivado a la baja en la demanda de energía eléctrica; una disminución en el precio promedio y demanda del carbón, particularmente en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco) no adquirió carbón; de igual forma las centrales José López Portillo y Carbón II a partir del mes de julio disminuyeron la adquisición de carbón y están consumiendo carbón almacenado de sus inventarios, por la baja demanda de energía y los mantenimientos.
- Por su parte, hubo un mayor gasto en el rubro de fletes debido principalmente a 3 razones: a) el pago que realiza la CFE a los terceros externos (privados), y a su vez existe un cobro de CF Energía a las EPS de Generación por cuenta y orden de la CFE; antes dicha facturación se realizaba bajo el esquema de intercompañía, motivo por lo cual la facturación no se reflejaba en este rubro; b) a partir del mes julio se presentó un incremento en las tarifas del transporte de gas por parte de CF Energía, y c) se liquidaron facturas a CFE internacional por 19 mmdp que correspondía a conciliaciones pendientes, incluso de años anteriores.

En Subastas se muestra una reducción importante de 6.9 mmdp derivado de diferentes cuestiones, existen 14 proyectos que no han podido lograr su operación comercial, lo cual repercute en que alrededor de 4.6 TWh, 5 millones de Certificados de Energías Limpias y 493 MW de Potencia por un valor conjunto de 4.0 mmdp, no hayan podido ser entregados a CFE SSB. Estos contratos no han podido entrar en operación comercial, debido a que no se ha podido constituir la Cámara de Compensación, lo cual representa un caso fortuito que no permite que estos 14 contratos pueden empezar sus operaciones de forma natural. Actualmente se está elaborando un mecanismo sustituto que pudiera permitir subsanar el caso fortuito. Por último, hay fechas de operación comercial que se han diferido para 2021 (9 contratos en particular). El valor de estos contratos es de alrededor de 1.8 mmdp adicionales equivalentes a 2.2 TWh y 2 millones de CEL.

En otros materiales se muestra un subejercicio de 2.6 mmdp, debido principalmente a una menor erogación en materiales para la operación y aguas y sustancias químicas, por la salida a mantenimiento de centrales y reducción en la generación de algunas centrales.

- El Mercado Eléctrico Mayorista presenta una reducción de 12.0 mmdp derivado principalmente de la reducción de los precios marginales locales ocasionados por la baja del componente de energía en el Mercado de Día de Adelanto, así como mayores ingresos por Derechos de Transmisión Financiera por parte de la EPS SSB y EF ICL.
- En Servicios Generales se ejercieron 32.4 mmdp, un monto superior en 11.9% al presupuestado, la razón principal de esta variación fue el pago de ISR que pasó de 2.4 mmdp en 2019 a 7.5 mmdp en el 2020. La EPS Distribución fue quien tuvo la mayor erogación al pasar de 94.0 mdp en el 2019 a 5.5 mmdp en el 2020.
- Los Pagos relativos a PIDIREGAS registraron un menor ejercicio por 9.6 mmdp (11.-4%), respecto al presupuesto aprobado, debido principalmente al menor gasto en costo variables por 11.9 mmdp (22.4%) por la baja en el precio del gas continental en un 40.1% respecto al programado.

En Inversión Física se ejercieron 43,123.7 mdp, monto menor en 5.9 mmdp (12.1%) respecto al programado original, destacando el gasto en mantenimiento que resultó menor en 4.2 mmdp (23.8), principalmente en las centrales termoeléctricas de vapor convencional, de carbón y de ciclo combinado, en virtud de que se reprogramaron mantenimientos por cambios en la composición de

portafolios de las EPS de Generación.

El Costo Financiero Neto observó un ejercicio por 23,504.1 mdp, resultado menor en 8.5 mmdp (26.5%), debido a que el Costo financiero interno registró un menor gasto por 4.1 mmdp (26.2) por la no disposición de los montos correspondientes a financiamientos de largo plazo programados por la Subdirección de Financiamiento y Coberturas, y a las variaciones en la tasas de interés estimadas y las reales aplicadas en las operaciones de servicio de deuda documentada y PIDIREGAS, así como a un menor empleo de líneas de crédito para dichos proyectos PIDIREGAS.

El costo por coberturas registró un menor gasto por 1.7 mmdp (31.6%), debido a mayores ingresos en la cobertura de la tasa de interés externa de la deuda documentada, derivada del mayor tipo de cambio peso/dólar del ingreso del swap respectivo.

COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 FLUJO DE EFECTIVO 2020
 (Millones de pesos)

Concepto	Ejercido			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 a 2019
(1) Ingresos Netos Propios	408,835.7	428,526.1	397,494.8	4.8	(7.2)
Venta de Servicios	375,247.4	407,435.3	363,850.3	8.6	(10.7)
Ingresos Diversos	33,588.3	21,090.9	33,644.5	(37.2)	59.5
(2) Gasto Neto Programable	446,216.1	472,700.7	443,989.5	5.9	(6.1)
Servicios personales	56,320.1	58,525.5	61,515.5	3.9	5.1
De Operación	226,064.7	239,847.0	196,517.3	6.1	(18.1)
Materiales y suministros	198,266.2	208,253.3	164,114.4	5.0	(21.2)
Combustibles para la generación de Electricidad	167,010.9	177,669.7	132,971.4	6.4	(25.2)
Gas	57,444.5	45,219.2	26,713.1	(21.3)	(40.9)
Diesel	10,709.6	15,899.1	7,335.1	48.5	(53.9)
Fletes y costo fijo del transporte de gas	22,808.8	49,825.8	82,791.7	118.5	66.2
Combustoleo	51,050.3	44,621.3	12,452.7	(12.6)	(72.1)
Carbón	22,791.2	20,423.9	2,723.0	(10.4)	(86.7)
Combustible nuclear	995.6	877.4	287.4	(11.9)	(67.2)
Vapor geotérmico	1,210.9	803.0	668.4	(33.7)	(16.8)
Otros materiales y suministros	5,569.6	12,611.4	15,463.0	126.4	22.6
Mercado eléctrico mayorista	25,685.6	17,972.1	15,680.1	(30.0)	(12.8)
Servicios generales	27,798.6	31,593.8	32,402.9	13.7	2.6
Pagos relativos a Pidiregas	87,477.7	78,900.4	74,431.2	(9.8)	(5.7)
Cargos fijos	27,608.8	29,429.1	33,272.3	6.6	13.1
Cargos variables	59,868.9	49,471.3	41,158.9	(17.4)	(16.8)
Otras erogaciones	1,027.2	666.1	2,559.5	(35.2)	284.3
Pensiones y jubilaciones	39,534.3	41,261.5	44,189.5	4.4	7.1
Inversión Física	37,201.1	37,991.1	43,123.7	2.1	13.5
Bienes muebles e inmuebles	2,155.9	3,870.7	6,041.1	79.5	56.1
Obra pública	5,375.8	4,940.0	9,981.6	(8.1)	102.1
Pagos de Pidiregas	19,919.6	14,709.5	13,408.2	(26.2)	(8.8)
Mantenimiento	9,749.8	14,471.0	13,692.8	48.4	(5.4)
Inversión Financiera	0.0	0.0	0.0	na	na
Operaciones Ajenas Netas	(1,409.1)	15,509.0	21,652.8	(1,200.6)	39.6
(3=1-2) Balance de Operación	(37,380.4)	(44,174.5)	(46,494.7)	18.2	5.3
(4) Transferencias	81,405.3	75,185.8	70,000.0	(7.6)	(6.9)
(5=3+4) Balance Primario	44,024.9	31,011.3	23,505.3	(29.6)	(24.2)
(6) Costo Financiero Neto	25,885.9	25,028.4	23,504.1	(3.3)	(6.1)
(7=5-6) Balance Financiero	18,139.1	5,982.9	1.2	(67.0)	ns

n.a.= no aplica; n.s.=no significativo

Finalmente, la CFE cumplió con la meta de balance financiero al lograr un resultado de 1.2 millones de pesos, ligeramente superior al balance equilibrado autorizado.

Deuda

El saldo de la deuda corporativa de la CFE al cierre de diciembre de 2019 fue de 351,092.7 mdp, mientras que al cierre de diciembre de 2020 ascendió a 362,157.7 mdp, tal como se observa en los cuadros siguientes.

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
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
Total	351,092.7	188,430.3	162,662.4	243,181.4	107,911.2

Saldo en millones de pesos al 31 de diciembre de 2019

Tipo de Deuda	Total	Moneda Extranjera	Moneda Local	Tasa Fija	Tasa Variable
Documentada	231,857.1	141,566.2	90,290.9	186,624.6	45,232.5
PIDIREGAS	130,300.6	76,903.1	53,397.5	69,840.9	60,459.7
Total	362,157.7	218,469.3	143,688.4	256,465.5	105,692.2

Saldo en millones de pesos al 31 de diciembre de 2020

Variación	11,065.0	30,039.0	-18,974.0	13,284.1	-2,219.0
------------------	-----------------	-----------------	------------------	-----------------	-----------------

El mayor impacto en la variación observada tiene que ver con el tipo de cambio con el que se calculó el saldo total en dichas fechas, ya que al cierre de 2019 se fijó a 18.8451 pesos por dólar, y en 2020 se consideró una paridad de 19.9487 pesos por dólar.

Como se aprecia en los cuadros comparativos, la composición de la deuda al cierre de 2020 observó una modificación, ya que en moneda extranjera creció un 16%, descendiendo en la interna 12% con respecto de la estructura de 2019. En cambio, la deuda a tasa fija se incrementó un 5.5%, disminuyendo un 2% la contratada a tasa variable.

Por lo que respecta al costo financiero de la deuda, se observó un incremento de 16% con respecto de 2019. El mayor impacto tuvo lugar por el costo de las coberturas, que representó un 27% más que lo erogado en 2019 por dichos instrumentos. Otro impacto también relevante tuvo que ver con el menor ingreso de recursos por concepto de intereses, rubro que disminuye el costo financiero total y que tuvo una reducción en 2020 de 62% con respecto de los casi dos mil millones de pesos que se registraron en 2019.

Costo Financiero de la Deuda (Ejercicio Observado en millones de pesos)		
Concepto	2019	2020
Deuda Documentada	13,944	14,379
Deuda PIDIREGAS	8,766	8,333
Coberturas	4,383	3,763
Ingresos por intereses	-1,991	-2,971
Total	25,102	23,505

Durante 2020, el pago de obras a contratistas de proyectos de inversión financiada ascendió a 8,131.5 mdp, lo que constituyeron nuevos desembolsos de deuda PIDIREGAS; entre las obras recibidas más importantes por su monto, se encuentran la rehabilitación mayor de la central de

ciclo combinado Tula paquetes 1 y 2 en generación, así como el proyecto SLT 2002 subestaciones y líneas de las áreas Norte-Occidental en transmisión, y por lo que respecta al proceso de distribución, el proyecto 274 Subestaciones 1620 del Valle de México. En contraparte, se amortizaron 13,408.2 mdp de la deuda PIDIREGAS.

Tipo de Deuda	Disposiciones	Amortizaciones
Documentada	46,988.2	37,825.4
PIDIREGAS	8,131.5	13,408.2
Total	55,119.7	51,233.6

Cifras en millones de pesos

Respecto de la deuda documentada, durante 2020 se hicieron nuevas disposiciones por 46,988.2 mdp, tales como el refinanciamiento con una nueva línea contratada con BBVA Bancomer del crédito con Banco Santander por 4,000 mdp en mayo.

En noviembre se liquidó el vencimiento de la emisión de CEBURES con clave de pizarra CFE 10-2 por un monto de 16,500 mdp mediante contratación de varias líneas de crédito: una contratada con BBVA Bancomer por 5,000 mdp, otra con Banamex, S.A. por 1,500 mdp, y se colocaron CEBURES con clave de pizarra CFE 20, CFE 20-2 y CFE20U, por un monto de 10,000 mdp.

Durante 2020 se dispusieron también 400 millones de dólares de una línea de crédito contratada con Banco Santander, S.A. garantizada por la Agencia Italiana de Crédito a la Exportación, SACE Spa, cuyos recursos se destinaron al refinanciamiento de los vencimientos de la emisión de CEBURES con clave de pizarra CFE 15 por un monto de 1,500 mdp, la amortización parcial del crédito contratado con BBVA Bancomer por 5,500 mdp y el pago del pagaré quirografario contratado con HSBC México, S.A. por 1,500 mdp.

Se reprogramó en el mes diciembre el vencimiento del crédito contratado con Banco Santander (México), S.A. por 5,000 mdp a marzo 2021.

Asimismo, en diciembre se registró dentro del saldo de la deuda documentada, el bono Formosa 4, destinado al financiamiento de proyectos de obra pública financiada, por un monto de 900 millones dólares.

Por otra parte, durante 2020 se pagaron amortizaciones a las Agencias de Crédito a la Exportación por un total de 640.3 mdp.

Emisión de deuda

A continuación se describen las operaciones financieras más relevantes realizadas por la CFE durante el 2020, tanto en el mercado local, como en el internacional.

1. Financiamiento de Proyectos de Obra Pública Financiada (OPF)

Segundo Bono “Dual Listed” 2020

En el marco del Programa de Financiamiento 2020, y con el fin de disponer de los recursos suficientes y de manera oportuna para el pago de proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS) de Inversión Directa, también conocidos como Obra Pública Financiada (OPF), en marzo de 2020 se colocó el segundo bono internacional “Dual Listed” en los mercados de Taiwán y Luxemburgo, por un monto de 900 millones de dólares (mdd) a una tasa de 4.05%, amortizable a un plazo de 30 años. Por medio de esta transacción financiera, se buscó: a) acceder a tasas de interés competitivas, b) extender el plazo de financiamiento acorde con la vida útil de los activos de los proyectos PIDIREGAS, y c) aprovechar las condiciones favorables prevaecientes en los mercados financieros internacionales. La emisión del Bono Formosa *Dual Listed* tiene las siguientes características:

- El monto colocado de la emisión de marzo de 2020 fue el mayor alcanzado por la CFE tanto en el formato “Dual Listed”, como en el formato exclusivo de Formosa.
- Representó el segundo bono de la CFE listado en dos bolsas de valores internacionales (Taiwán y Luxemburgo), siendo el único emisor latinoamericano en dicho formato hasta ese momento.
- La tasa de interés a la que se colocó el segundo bono “Dual Listed” fue la más baja observada en la historia de las emisiones de la Empresa Productiva del Estado, lo que le ha permitido cubrir necesidades de financiamiento al menor costo y mayor plazo previstos.
- Contó con las calificaciones de las tres agencias internacionales más reconocidas: Moody’s (Baa1), Standard and Poor’s (BBB+) y Fitch (BBB), todas éstas dentro del “Grado de Inversión” en la escala global.
- La emisión tuvo amplia 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.

Otros financiamientos de proyectos PIDIREGAS

Para complementar los financiamientos requeridos para pago de proyectos PIDIREGAS, en 2020 se dispusieron recursos de un crédito suscrito con BBVA Bancomer en noviembre de 2018 por 5,000 mdp a 10 años, a una tasa de interés de TIIE a 91 días más 100 puntos base, así como recursos provenientes del Primer Bono “Dual Listed” emitido en 2019 bajo la Regulación S, por 615 millones de dólares (mdd), a un plazo de 30 años y a una tasa de interés fija del 5.00%.

Del crédito con BBVA Bancomer se dispusieron 1,334.3 mdp para el pago de cinco proyectos Pidiregas de Inversión Directa: 1) CC Centro; 2) SLT 1920 Subestaciones y Líneas de Distribución (5ª Fase); 3) SLT 2002 Subestaciones y Líneas de las Áreas Norte-Occidental (1ª fase); 4) SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase), y 5) RM CCC Tula Paquetes 1 y 2.

De los recursos provenientes del Primer Bono “Dual Listed”, se dispusieron 3,392.2 mdp, equivalentes a 150.4 mdd, para el pago de cuatro PIDIREGA de Inversión Directa: 1) CC EMPALME II; 2) SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase); 3) 310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (1ª FASE), y 4) RM CCC Tula Paquetes 1 y 2.

2. Operaciones de refinanciamiento

En el marco de las acciones encaminadas a fortalecer la posición financiera y operativa de la CFE, en 2020 la CFE llevó a cabo diversas operaciones de refinanciamiento de obligaciones de deuda documentada, provenientes tanto de emisiones de CEBURES, como de créditos bilaterales, por un monto total de 34,500 mdp. Dichas operaciones permitieron generar ahorros financieros, derivado de mejores condiciones, en tasa y plazo, de los nuevos financiamientos contratados, reduciendo con ello el costo financiero para la EPE.

Las operaciones de refinanciamiento consistieron, en particular, en:

- a) Se extendió, hasta marzo de 2021, el plazo de la línea crédito en cuenta corriente contratada con Santander en 2018 por un monto de 5,000 mdp.
- b) En marzo de 2020, la CFE contrató un crédito quirografario con HSBC por 1,500 mdp a tasa de TIE 28 días más 20 pbs, para financiar parcialmente un vencimiento de un crédito de Santander de 2018 por 5,000 mdp.

- c) Durante el primer semestre de 2020, con recursos por 327.1 mdd de un crédito contratado con Santander y HSBC, con garantía de la agencia de crédito a la exportación de Italia SACE, a tasa de Libor más 85 pbs y a un plazo de 10.5 años y vida media de 6 años, se refinanciaron los vencimientos de dos créditos: uno con BBVA Bancomer por 5,500 mdp, y otro con HSBC por 1,500 mdp. Asimismo, se pagaron 1,500 mdp de los CEBURES con Clave de Pizarra CFE 15 que tuvieron vencimiento el 2 de junio de 2020.
- d) Con un financiamiento quirografario de BBVA Bancomer por 3,000 mdp, se pagó parcialmente la amortización del crédito de Santander contratado en 2018 por 4,000 mdp.
- e) Con recursos provenientes de la emisión de CEBURES efectuada en octubre de 2020 por la CFE en tres tramos (CFE 20, CFE 20-2 y CFE 20U) por un monto total de 10,000 mdp, a tasas variable de TIIE más 80 Pbs (3,000 mdp), fija en 8.18% (3,275 mdp) y fija en UDIS en 4.86% (3,725 mdp), así como de dos créditos quirografarios por 5,000 mdp y 1,500 mdp, contratados con BBVA Bancomer y Banamex a tasa TIIE más 95 y 100 pbs, respectivamente, en el mes de noviembre se liquidó el vencimiento por 16,500 mdp de la emisión de CEBURES con clave de pizarra CFE 10-2.

Es importante destacar que dichas operaciones no representaron un incremento en el saldo de la deuda para la CFE en 2020, ya que únicamente se refinanció el pago de las amortizaciones y de los vencimientos en mejores condiciones financieras.

Las operaciones financieras más relevantes llevadas a cabo durante 2020, en materia de deuda documentada, fueron las siguientes:

- Se reprogramó para el mes de mayo el vencimiento del crédito puente contratado con BBVA Bancomer por 5,500 mdp;
- Se reprogramó por un año adicional; es decir, para el 21 de marzo de 2021, el vencimiento del crédito contratado en marzo de 2018 con Banco Santander por 5,000 mdp;
- En noviembre se liquidó el vencimiento de 16,500 mdp de la emisión de CEBURES con clave de pizarra CFE 10-2, con recursos provenientes de una nueva emisión de CEBURES en tres tramos CFE 20, CFE 20-2 y CFE 20U, por un monto total de 10,000 mdp, y la contratación de dos créditos quirografarios con BBVA Bancomer y Banamex por 5,000 mdp y 1,500 mdp, respectivamente;

FIBRA E

La Fibra E es un vehículo financiero que permite ofrecer a inversionistas públicos y privados de capital de riesgo, una participación en activos maduros que tengan flujos netos de ingresos predecibles y estables, bajo un régimen fiscal que otorga beneficios impositivos corporativos a los inversionistas, lo que permite generar mayores distribuciones a los tenedores de los certificados.

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.

Distribuciones realizadas al cierre de 2020

La evolución favorable del precio de los CBFE's al cierre de 2020 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 44.4% al pasar de 19.0 pesos en febrero de 2018 a 27.44 pesos en diciembre

de 2020 por CBFE. Esto representa una ganancia adicional para los tenedores originales.

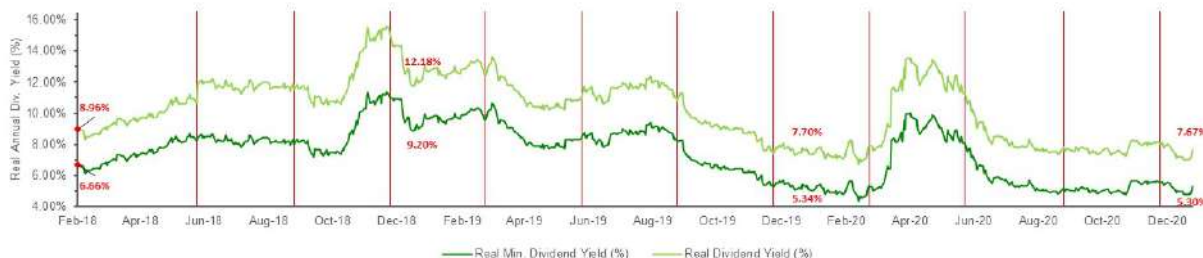
Evolución del Precio de los CBFE en la BMV



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 27.44 es cercano al 7.6% anual en términos reales.

Evolución del Rendimiento estimado de los inversionistas



Análisis de la Dirección Corporativa de Finanzas / Subdirección de Financiamiento y Coberturas

Coberturas

En el marco de las Estrategias de Financiamiento y Coberturas para el ejercicio fiscal 2020, aprobadas por el Consejo de Administración de la CFE, las acciones desarrolladas en dicho año 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 2020:

- 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 segundo bono “Dual Listed” emitido de forma simultánea en los mercados financieros de Taiwán (Taipei) y Luxemburgo, por un monto de 900 millones de dólares (mdd) a una tasa anual de 4.05%, la más baja observada en la historia de las emisiones de la Empresa Productiva del Estado, a un plazo de 30 años bajo un esquema de amortizaciones lineales. El destino de esos recursos financieros fue para el pago de diversos Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (Pidiregas) de inversión directa de los procesos de generación, transmisión y distribución. Asimismo, en dicho año se llevaron a cabo operaciones de “Administración de Obligaciones” (“*Liability Management*”), dentro de las que destaca el refinanciamiento, en mejores condiciones de tasa y plazo, de cinco créditos bancarios y de dos vencimientos de Certificados Bursátiles (CEBURES), por un monto total de 34,500 mdp, contribuyendo a reducir el costo financiero de la deuda de la CFE.

Es importante destacar que todos estos resultados se lograron con un crecimiento moderado de las obligaciones financieras de la CFE. Al respecto, en 2020 la deuda total de la CFE creció sólo 3.2% respecto al año anterior en términos nominales.

Estrategia de cobertura ante riesgos financieros

Durante 2020 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.

En línea con la Estrategia de Coberturas 2020, se realizaron las siguientes operaciones con

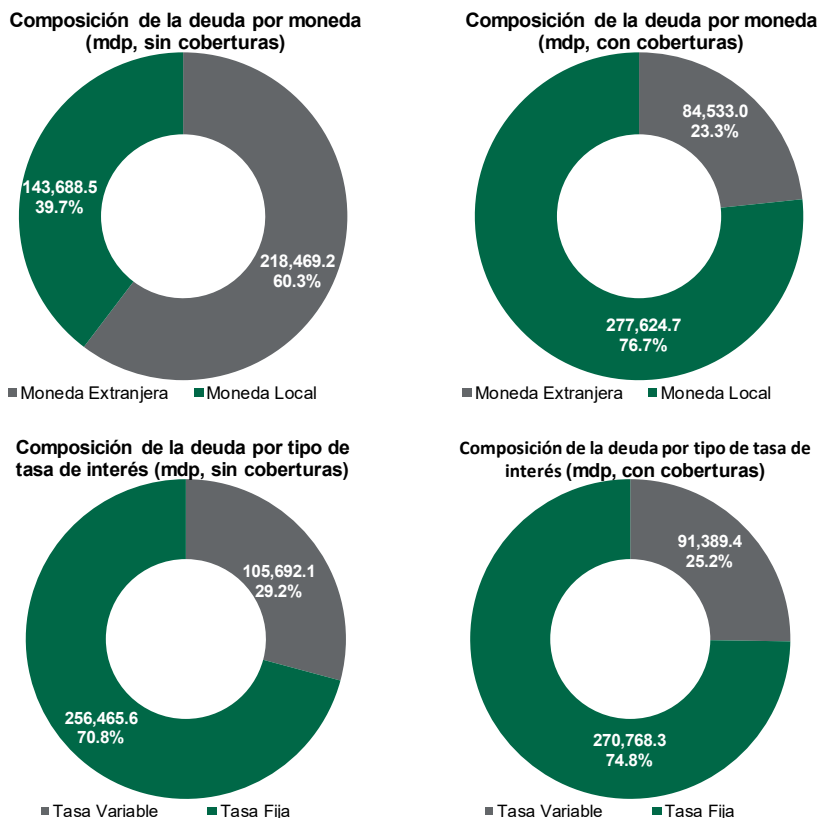
Instrumentos Financieros Derivados:

- 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.
- A solicitud de una Empresa Filial se contrataron forwards liquidables por diferencias, para cubrir compromisos en dólares, y un swap de gas natural.
- Reestructuras de posiciones aprovechando las condiciones observadas en los mercados financieros para optimizar el costo financiero mediante estructuras de call spreads.
- Cobertura de una línea de crédito SACE por un monto de 400 mdd a un plazo de 10 años mediante Cross Currency SWAP (CCS)
- Cobertura parcial CCS mediante estructura de cobertura de cupones y amortizaciones del Bono Formosa 2050 por un monto de 400 mdd a un plazo de 10 años.
- Cobertura de tipo de cambio (CCS) y tasa de interés (IRS) de una línea de Crédito con Mizuho por un monto de 400 mdd con vencimiento en 2023.

Portafolio de Instrumentos Financieros Derivados

Con las acciones descritas, al cierre del 2020 se alcanzó un nivel de cobertura en moneda extranjera de la Deuda Total de 133,936 mdp (6,714 mdd). En lo referente a coberturas de tasa de interés, el monto fue de 3,990 mdp de la deuda en moneda local. Con ello, al cierre de 2020, la exposición cambiaria de la Deuda Total se ubicó en 23.3% y la exposición de tasa de interés variable en 25.2%.

Exposición cambiaria y por tipo de interés de la Deuda Total antes y después de coberturas



Fuente: CFE - Dirección Corporativa de Finanzas.

El valor de mercado del portafolio de instrumentos financieros derivados de CFE al cierre de 2020 es de 14,617.9 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 2021-2025

Plan de Negocios 2021-2025 de la Comisión Federal de Electricidad

La política energética, y la importancia que tienen las Empresas Productivas del Estado, Pemex y CFE, para la instrumentación de esta política, quedó establecida por el Gobierno Federal a través del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN).

El Estado Mexicano asume así su obligación de generar las condiciones necesarias y suficientes para el desarrollo del sistema eléctrico y se recupera el sentido de la electricidad como un servicio público, garantizando la soberanía y la seguridad energética, lo que se materializa en el programa de inversiones que, en su Plan de Negocios, contempla la instalación de centrales eléctricas y la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución. Estos proyectos se incluyen en el programa de inversiones y en las proyecciones operativas y financieras del Plan de Negocios 2021-2025 de la CFE, el cual fue aprobado en diciembre de 2020 por su Consejo de Administración.

En el Plan de Negocios, la Administración reconoce la necesidad de la CFE de retomar su papel histórico como palanca del desarrollo nacional a partir del fortalecimiento de sus procesos, en un entorno de competencia, para lo cual se definieron ocho Objetivos

Estratégicos que se vinculan de forma directa con la política pública del Gobierno Federal.

Objetivo 1: Incrementar la productividad de la CFE para generar valor económico y rentabilidad al Estado Mexicano, privilegiando la seguridad del suministro eléctrico. En esta etapa de transformación histórica en México, el sector eléctrico se constituye como palanca estratégica de desarrollo del país. La CFE por tanto, deberá hacer más eficientes sus procesos sustantivos y con ello impulsar el crecimiento económico y mejorar las condiciones de vida de la población en todo el territorio nacional.

Objetivo 2: Mantener la participación mayoritaria de la empresa en la generación de energía eléctrica a nivel nacional. La inversión en infraestructura se transforma en una tarea estratégica en el proceso de rescate de la CFE. Su éxito se vincula directamente con recuperar su capacidad de planeación y financiamiento. Garantizar que las obras se realicen en los tiempos planeados y con las tecnologías que permitan a la CFE situarse a la vanguardia en la prestación del servicio de suministro de energía eléctrica, será fundamental para lograr que compita en el MEM.

Objetivo 3: Contribuir al desarrollo sustentable y a reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 establece que la nueva política energética del Estado Mexicano impulsará el desarrollo sostenible mediante la incorporación de poblaciones y comunidades a la producción de energía con fuentes diversas, mismas que serán fundamentales para dotar de electricidad a las pequeñas comunidades aisladas que aún carecen de ella.

Objetivo 4: Incrementar y diversificar los ingresos de la CFE mediante el desarrollo de nuevos negocios. Con el objetivo de impulsar el desarrollo económico y social del país, la CFE gestionará planes y programas para optimizar el aprovechamiento de sus activos, con el objetivo de generar oportunidades de incrementar los ingresos y los servicios de carácter social, mediante nuevos negocios y servicios que generen sinergias con la infraestructura existente de la empresa.

Objetivo 5: Abatir los daños financieros, comerciales y operativos a la CFE, derivados de asimetrías en la regulación. La regulación asimétrica ocasionó, por una parte, el debilitamiento de CFE como empresa líder del sector eléctrico y por otra parte, la transferencia de beneficios en favor de otros participantes de la industria. La situación actual demanda una gestión eficaz ante los organismos reguladores en bien del usuario final. Adicionalmente, en un contexto de tarifas reguladas para los usuarios finales de Suministro Básico, es un hecho que las tarifas de uso doméstico y de riego agrícola no reflejan los costos reales en toda la cadena de valor, ya que son establecidas por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, lo que representa un déficit que no es compensado totalmente con las transferencias que hace el Gobierno Federal.

Objetivo 6: Fortalecer el control interno de los procesos, mediante la gestión integral de riesgos, combate a la corrupción y gestión institucional, procurando el desarrollo del capital humano. Entre otras acciones, se deberá continuar con la ejecución de mecanismos de control de los procesos de adquisición de bienes y servicios, reduciendo los márgenes de discrecionalidad y elevando los beneficios a partir de las compras consolidadas.

Objetivo 7: Mejorar la satisfacción de los usuarios y la imagen de la empresa ante la sociedad. El Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 señala, como propósito de importancia estratégica para la presente administración, el rescate de las empresas productivas del Estado, de modo que vuelvan a operar como palancas del desarrollo nacional

Objetivo 8: Mejorar la rentabilidad financiera de la CFE y su flujo de efectivo, garantizando la disponibilidad de recursos de operación e inversión. La CFE implementará, desde una perspectiva financiera integral, acciones para mejorar su balance financiero, además de que a través de la inversión en proyectos productivos con altos márgenes de rentabilidad podrá generar recursos propios suficientes para reducir sus niveles de apalancamiento. La disciplina financiera le permitirá disponer de recursos propios para emprender proyectos de inversión destinados a aumentar la generación propia y reposicionarse en el mercado eléctrico.

Proyecciones del Plan de Negocios para el año 2020

Las proyecciones que se tomarán como base de comparación para el desempeño financiero real de la CFE durante el ejercicio 2020, corresponden al Plan de Negocios 2021-2025, aprobado por el Consejo de Administración el pasado 8 de diciembre de 2020. Para efectuar las proyecciones financieras se utilizan las estimaciones de la demanda de energía eléctrica determinadas en el escenario de planeación. La información de oferta y demanda de energía eléctrica obtenidas, se integra con las proyecciones de las inversiones y la depreciación, estimaciones de la evolución del pasivo laboral y de las remuneraciones y prestaciones, información de las amortizaciones y pagos de intereses de la deuda, y estimaciones propias de las empresas respecto a gastos generales, a un modelo contable-financiero.

Es importante aclarar que el modelo integra directamente las estimaciones de las principales variables macroeconómicas, como son niveles de tasas de interés, de tipo de cambio y de inflación, junto con parámetros de nivel de endeudamiento y de distribución de la carga fiscal, con objeto de simular de la manera más precisa posible el desempeño financiero futuro de la CFE.

Programa Financiero Anual 2020 y 2021

La Ley de la Comisión Federal de Electricidad, en su artículo 12, fracción III, establece la aprobación, por parte del Consejo de Administración del Plan de Negocios de la CFE con base en una proyección de cinco años. De este documento se derivan los Programas Operativo y Financiero Anual. El Plan de Negocios 2018-2022 era el documento aprobado por el Consejo de Administración en el momento de la elaboración de los Programas Financieros Anuales 2020 y 2021.

Debido al escenario de incertidumbre provocado por la pandemia de COVID-19 y el cambio en la situación económica predominante respecto de lo estimado en dicho Plan de Negocio, fue necesario desarrollar el Programa Financiero Anual 2020 y 2021, a partir de las proyecciones financieras incluidas en el reporte que elabora la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF), con objeto de cumplir con lo instruido en el artículo 99 de la Ley de la CFE, las cuales fueron aprobadas por el Consejo de Administración y fueron enviadas a la SHCP el pasado mes de julio. Cabe señalar que precisamente en consideración a la excepcionalidad de las actuales circunstancias y la incertidumbre y alta volatilidad inherentes, las proyecciones que se incluyen en el presente Programa Financiero Anual se limitan únicamente a los años 2020 y 2021.

El Programa Financiero Anual se integró por cuatro secciones principales que detallan el comportamiento esperado de la CFE y sus EPS y EF en cuanto a las necesidades de recursos, los efectos del comportamiento de ingresos, costos y gastos, el impacto del costo financiero, los resultados en términos de utilidades y la generación de efectivo en los próximos años. Estas secciones son:

- **Estados de Resultados Proforma** proyectados para los ejercicios 2020 y 2021, y el Estado de Situación Financiera Consolidado para el mismo periodo, mismos que son la base de los indicadores para la evaluación financiera de la Empresa en esos años. Como se mencionó, estas proyecciones corresponden al Reporte del artículo 99 de la CFE para el periodo 2020 a 2026.
- **Presupuesto** de Egresos 2020 y su estimado de cierre, más el proyecto de Presupuesto 2021, mismos que sirven como referencia para analizar el comportamiento que tendrá la CFE en cuanto a los ingresos propios, los gastos programables, el balance de operación, las transferencias del Gobierno Federal, el balance primario, el costo financiero y el balance financiero. El proyecto de Presupuesto aprobado por el Consejo de Administración e

incluido en esta sección, contempla en Balance Financiero de 28,500 mdp para el cierre de 2021.

- **Plan de Financiamiento**, donde se describen y detallan las necesidades de financiamiento de la CFE junto con la propuesta de acción para la obtención de los recursos. El Requerimiento de Recursos para el 2021, consideró 21,614 mdp para deuda documentada y 698 mdp para cubrir las obligaciones de los proyectos de Obra Pública Financiada (OPF).
- **Estrategia de mitigación de riesgos financieros** donde se detalla el plan de coberturas para reducir la exposición que tiene la CFE a los movimientos en el tipo de cambio y en las tasas de interés.

GENERACIÓN

Resultados agregados de generación

Subdirección de Negocios No Regulados

1. Objetivo

La Dirección Corporativa de Operaciones a través de la Subdirección de Negocios no Regulados (SNNR), está orientada a consolidar a la CFE como una empresa que genere valor al estado mexicano, fortaleciendo el proceso de generación mediante la recuperación de sus activos e integrando nuevos proyectos de generación para su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con un sentido de responsabilidad social, identificó sus objetivos estratégicos alineados al Fortalecimiento del proceso de generación para incrementar su competitividad en su participación en el MEM, así como, al rescate de la CFE.

- **Objetivo Estratégico 1.** Mejorar la capacidad y uso de los activos mediante acciones de mantenimientos de Centrales generadoras para incrementar su productividad y flexibilidad operativa, contribuyendo a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El proceso de generación debe hacerse más eficiente en el uso de sus activos y asegurar la infraestructura de las Centrales generadoras para incrementar la flexibilidad operativa a menores costos de producción.

- Acción 1. Optimización del Programa de mantenimiento 2020 para asegurar los alcances conforme a diagnóstico de condición de las unidades generadoras.
- Acción 2. Priorización de actividades de mantenimiento de las unidades generadoras, en función de su desempeño en el MEM, su localización y participación en la confiabilidad del SEN.
- Acción 3. Elaboración del programa de mantenimiento 2021 bajo un enfoque integral operativo y de mercado.
- Acción 4. Optimización en la adquisición y uso de los combustibles.
- Acción 5. Asegurar la infraestructura de las Centrales generadoras.

Estas acciones contribuyen a mantener la infraestructura de las Centrales ante la presencia fenómenos geológicos, meteorológicos e hidrológicos.

- **Objetivo Estratégico 2.** Incrementar la capacidad de generación de energía eléctrica para la participación en el MEM, contribuyendo a la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La inversión en infraestructura de generación posiciona a la CFE a la vanguardia en el uso de tecnologías de generación; la planeación, construcción y puesta en operación comercial de los proyectos impulsa la participación con mayor disponibilidad y confiabilidad en la atención de la demanda de energía eléctrica del SEN.

- Acción 1. Construcción e instalación de nuevos activos de generación en las Penínsulas de Yucatán y Baja California.
- Acción 2. Proyectos de repotenciación y/o modernización de Centrales eléctricas.
- Acción 3. Ejecución oportuna de proyectos firmes de Centrales.
- Acción 4. Participación de los equipos de trabajo multidisciplinarios durante todo el ciclo de vida de los activos de generación.

- Acción 5. Fortalecer el parque de generación de Unidades Móviles de Emergencia (UME's) para enfrentar condiciones de emergencia y de seguridad nacional.
- **Objetivo Estratégico 3.** Mejorar la gestión de los recursos de operación e inversión garantizando su disponibilidad.

Atendiendo el mandato de la SENER para la reorganización de los portafolios de las Centrales generadoras, desde una perspectiva financiera, la transferencia de activos implicó la revaloración de los activos con su correspondiente impacto contable y fiscal.

El capital humano es primordial en el fortalecimiento de la CFE. Ante la contingencia sanitaria por el virus SAR-Cov-2 (COVID 19), se desarrollaron protocolos de actuación para robustecer la continuidad de la operación de las Centrales para el suministro de energía eléctrica.

Es importante que el proceso de generación mantenga la capacidad para hacer frente a sus obligaciones a través de la rentabilidad de sus activos. Ante el incremento de energías intermitentes, la disponibilidad y la confiabilidad de las Centrales son soporte para la continuidad del suministro de la energía eléctrica atendiendo incluso los picos de máxima demanda.

- Acción 1. Adecuación de la estructura organizacional de la SNNR y las EPS's formalizando las estructuras orgánicas y ocupacionales.
- Acción 2. Reorganización de activos priorizando la generación de energía eléctrica.
- Acción 3. Fortalecimiento del capital humano, con el desarrollo de competencias para el personal.
- Acción 4. Programa de extensión de compromiso laboral.
- Acción 5. Mejorar la gestión del presupuesto fortaleciendo la elaboración de los Mecanismos de Planeación y Programa Operativo Anual.
- Acción 6. Acompañamiento en determinación de alcance y necesidades de recursos alineado con el Programa Anual de Adquisiciones.
- Acción 7. Manejo inteligente de la información para la gestión de los recursos.
- **Objetivo Estratégico 4.** Mejora regulatoria para la recuperación de costos y minimizar el impacto financiero.

La mejora regulatoria impulsa la revisión de aquella regulación que asegure el reconocimiento de los costos de generación de las Centrales en su participación en el MEM, en beneficio de los usuarios.

- Acción 1. Promoción de modificaciones al marco regulatorio actual con la finalidad de establecer igualdad de condiciones para los participantes del MEM.
- Acción 2. Participación y cumplimiento de objetivos en las mesas de trabajo con órganos reguladores.
- Acción 3. Reconocimiento de los costos totales relacionados con los parámetros técnicos de las unidades generadoras, así como, de los servicios conexos incluidos y no incluidos en el MEM.
- Acción 4. Promover la optimización del Contrato Legado para fortalecer el desempeño, en el cumplimiento de los compromisos adquiridos de las EPS.
- **Objetivo Estratégico 5.** Impulsar proyectos y tecnologías para contribuir en el desarrollo sustentable y la mitigación de emisiones.

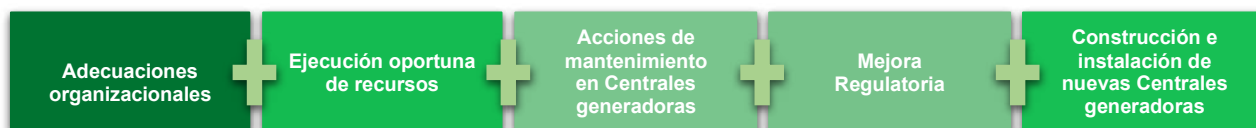
La participación de las Centrales generadoras en el suministro de energía eléctrica asume el cumplimiento de los compromisos adquiridos por el Estado Mexicano, así como, de los objetivos establecidos en la Ley General de Cambio Climático y la Ley de Transición Energética.

- Acción 1. Participación de las Centrales eléctricas en el Programa de Comercio de Emisiones.
- Acción 2. Análisis de nuevas tecnologías para el tratamiento de gases de la combustión.
- Acción 3. Diversificación de fuentes de insumos primarios en función de la disponibilidad y eficiencia.

Resultados

La Dirección Corporativa de Operaciones, a través de la Subdirección de Negocios no Regulados, estableció el rumbo estratégico enfocado al fortalecimiento de la generación de energía eléctrica y de la CFE.

Rumbo estratégico



De acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, en su apartado “Rescate del Sector Energético”, se planteó la alternativa de diversificar la matriz energética haciendo uso de insumos nacionales en Centrales de generación, lo que permitirá aportar a la Soberanía Energética planteada en el Programa Sectorial de Energía 2020-2024.

Continuando con el fortalecimiento del parque de generación para el consumo dual de combustibles, se reforzarán las unidades generadoras mediante la optimización de la infraestructura de generación, a través del uso de nuevas tecnologías para la prevención y mitigación del impacto de gases de efecto invernadero en el ambiente.

Se obtuvo la declaratoria en Operación Comercial de los proyectos de tecnología geotermoeléctrica C.G. Los Azufres III Fase II, C.G. Los Humeros III Fase A, así como, el proyecto de Repotenciación y Modernización de la C.C.C. Tula Paquetes 1 y 2. Continuando con la puesta en Operación Comercial de los proyectos C.C.C. Centro y C.C.C. Valle de México II.

Se impulsó el reconocimiento, por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), de la actualización de los parámetros de costos de generación, costos de arranque, curvas de régimen térmico y determinación de parámetros de flexibilidad operativa como arranque negro.

Si bien se ha logrado el reconocimiento de los costos de los parámetros técnicos operativos, en el año 2021 se continuará gestionando ante la CRE y el CENACE, la compensación de los parámetros de referencia de las unidades generadoras para el incremento de la flexibilidad operativa del Sistema Eléctrico Nacional y para el beneficio de los consumidores finales.

Se participó en la elaboración, aprobación y formalización del convenio modificatorio del Contrato Legado para el Suministro Básico, liderada por la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE).

Ante la posible reforma a la Ley de la Industria Eléctrica se tendrán que realizar las modificaciones pertinentes a los Contratos Legados en cumplimiento a lo estipulado en el nuevo marco legal.

Se realizaron labores de colaboración en las mesas de trabajo para establecer los criterios técnicos y operativos para la adquisición, asignación, utilización, evaluación y liquidación de los Servicios Conexos identificados como necesarios para asegurar la Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN, con base en la política energética; y alineados al marco legal y regulatorio vigente.

Se continuará gestionando en las mesas de trabajo el reconocimiento de la totalidad de los servicios aportados por las Unidades generadoras al sistema eléctrico, para la justa retribución económica.

Con relación a la transferencia de activos por la reorganización de los portafolios de Centrales generadoras, se trabajó en la revalorización de activos e impacto contable y fiscal, en la conclusión de actas entrega-recepción de los activos y en la formalización de los nuevos contratos inter-empresa necesarios, como el de las Unidades Móviles de Emergencia.

Se coordinó con la Comisión Nacional del Agua y el Comité Nacional de Grandes Presas CNGP (antes Comité Técnico de Operación de Obras Hidráulicas), el manejo eficiente del agua en las obras hidráulicas, el aprovechamiento y la conservación de las mismas, para una operación segura, confiable y la reducción de riesgos asociados al manejo de avenidas.

Atendiendo la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID 19), se elaboró una estrategia integral para el Retorno a la Nueva Normalidad que incluye: boletines semanales, entrega de equipo de protección personal e insumos para sanitización, protocolos para acceso, uso de espacios comunes y protocolo ante la detección de casos sospechosos o positivos, encuestas QR, implementación de trabajo a distancia y seguimiento al estado de salud de trabajadores con resultado positivo a COVID-19.

Es importante dar continuidad a los protocolos establecidos para la atención a la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID 19), así como, la implantación de los lineamientos sanitarios y de seguridad que se tendrán que implantar en los centros de trabajo en el retorno a la Nueva Normalidad.

Se elaboró un diagnóstico de la viabilidad de implementar una Estrategia Integral de Recursos Humanos en todo el ámbito de la Subdirección de Negocios no Regulados, incluyendo las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación.

Resultado Indicadores estratégicos

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad efectiva (MW)	40,390.097	41,272.63	41,497.795	1.81	0.54
2. Generación Neta (GWh)	149,887.1	135,833.3	119,938.6	- 9.38	- 11.7
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	10,763	10,757	10,535	-0.06	- 2.0
4. Factor de Planta (%)	44.06	39.83	32.75	- 9.61 (pp)	-17.78 (pp)
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	23	26.5	26.1	3 (pp)	-0.4 (pp)
6. Indisponibilidad por Falla (%)	8.05	6.20	4.39	-1.85 (pp)	-1.81 (pp)
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	2.98	2.90	1.57	-0.08(pp)	-1.33 (pp)
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	ND	543	507	ND	-7.1
9. Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	ND	33,707	31,848	ND	-5.8
10. ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	ND	7,521	4,744	ND	-41.5

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

2. Resumen ejecutivo

Durante el año 2020, la SNNR continuó con la consolidación de las estrategias y acciones orientadas al fortalecimiento del proceso de generación y recuperación de la participación de la CFE en el mercado eléctrico en proporción del 54%. Para asegurar los resultados, se emitió un Plan que marca el rumbo estratégico de la SNNR para garantizar la operación segura y confiable de las Centrales de generación. Este plan se basa en cinco ejes para mejorar estructuras organizacionales; ejecución segura de los recursos; las acciones de mantenimiento en Centrales; la mejora regulatoria; y la construcción e instalación de nuevas Centrales generadoras.

Las Empresas de Generación de CFE en conjunto entregaron 217,809 GWh al Sistema Eléctrico Nacional (SEN), aportando la generación para cubrir la demanda de energía, y aportando capacidad y operaciones para el control y confiabilidad del sistema. Un claro ejemplo fue la participación de las Centrales generadoras para el restablecimiento del suministro, ante el evento ocurrido el 28 de diciembre de 2020, el cual generó inestabilidad en el Sistema Interconectado Nacional.

El programa de mantenimiento 2020 consideró 678 mantenimientos al parque de generación, con 529 mantenimientos a unidades termoeléctricas y 149 a unidades hidroeléctricas. Al final del ejercicio 2020, se iniciaron 535 mantenimientos, de los cuales se concluyeron 518 y se encuentran en proceso 17. La capacidad a la que se aplicó mantenimiento fue 48,922 MW de 53,260 MW programados.

Atendiendo el mandato de la Secretaría de Energía emitido el 25 de noviembre de 2019, mediante la publicación en el Diario Oficial de la Federación, de los Términos para la resignación de activos y contratos para la generación a las Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad, se realizó en las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación (EPS's) la transferencia de activos, privilegiando la optimización de recursos.

La CFE en el año 2019 contaba con un parque de generación de 155 Centrales asignadas a cinco Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y 32 Centrales de Productores Externos de Energía, con un total de 967 unidades generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 57,721.57 MW.

En el año 2020, la CFE para recuperar la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista estableció siete proyectos de nueva generación catalogados como firmes, estos proyectos tendrán una capacidad de generación media anual de 4,268 MW, se instalarán principalmente en las Penínsulas de Yucatán y Baja California, lo que dará soporte a la demanda de energía eléctrica y confiabilidad al SEN, fortaleciendo a la empresa y garantizando la seguridad energética del país.

Las 7 centrales firmes, agrupadas en 5 proyectos de generación prioritarios, continuarán en el proceso de contratación. La SNNR seguirá siendo relevante durante el proceso de licitación, construcción, puesta en operación comercial, así como, su operación y mantenimiento hasta el término de su vida útil.

3. Escenario Tecnológico del año 2020

La CFE en 2019 contaba con un parque de generación de 155 Centrales asignadas a 5 Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y 32 Centrales de Productores Externos de Energía, con un total de 967 unidades Generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 57,872.034 MW.

El 74% de la capacidad corresponde a Centrales de la CFE y el 26% a Centrales de Productores Externos de Energía administrados por CFE Generación V. Del total de la capacidad para generar, el 26.5% corresponde a las Centrales que generan con fuentes de energía limpia como el agua, el vapor geotérmico, viento, sol y energía nuclear; el 73.5% restante se genera con hidrocarburos.

Tecnología	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva*
Hidroeléctrica	60	166	12,125.363
Vapor Convencional	20	50	10,931.600
Ciclo Combinado	19	75	8,765.430
Carboeléctrica	3	15	5,463.450
Turbogás	40	84	2,662.510
Geotermoeléctrica	4	25	873.600
Combustión Interna	5	27	358.981
Eoloeléctrica	2	7	85.700
Solar Fotovoltaica	2	2	6.00
Total, SNNR	155	451	41,272.634
Eoloeléctrica	6	410	612.9
Ciclo Combinado	26	85	14,378.5
PEE	32	514	14,991.4
CNLV	1	2	1,608
Total, CFE (SNNR + PEE)	188	967	57,872.034

Escenario Tecnológico del Parque de Generación 2019

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

En el año 2020 la CFE concluyó con un parque de generación de 155 Centrales asignadas a cinco Empresas Productivas Subsidiarias de Generación y 33 Centrales de Productores Externos de Energía administrados por CFE Generación V, con un total de 959 Unidades Generadoras y una Capacidad Bruta Efectiva total de 59,089.30 MW.

El 27% de la capacidad corresponde a los Contratos que tiene la CFE con los Productores Externos de Energía. Del total de la capacidad de generación, el 26.1% corresponde a Centrales que generan energía con fuentes de energía limpia como el agua, el vapor geotérmico, viento, sol y energía nuclear; el 73.9% restante se genera con hidrocarburos.

Aun cuando hubo una diferencia en 2020 en comparación con 2019 de 8 unidades, se agregó capacidad efectiva bruta al parque de generación por 1,038.876 MW, de los cuales 54.478 MW son de energías limpias, lo anterior se logra con la entrada en operación comercial de:

- **Nuevas Unidades**

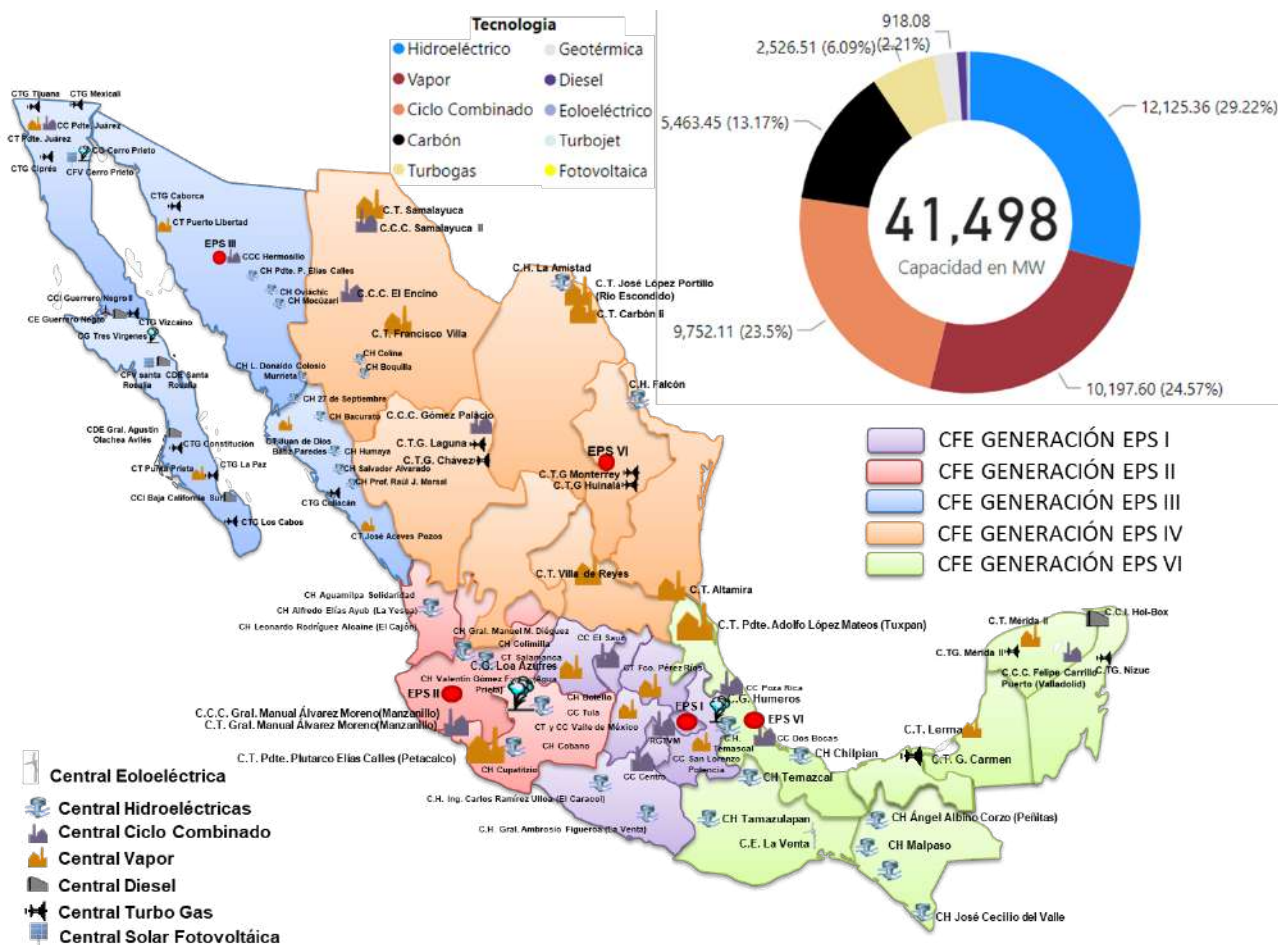
- C.G. Humeros III Fase A, en Operación Comercial el 4 noviembre de 2020 con una capacidad efectiva de 27.118 MW (CFE).
- C.G. Azufres III Fase II, en Operación Comercial el 18 diciembre de 2020 con una capacidad efectiva de 27.360 MW (CFE).
- C.C.C. Norte III, en Operación Comercial el 20 de marzo de 2020 con una capacidad efectiva de 906.71 MW. (PEE).

- **Aumento de Capacidad**

- C.C.C. Tula, con un aumento de capacidad a partir del 29 octubre de 2020 de 77.688 MW al incrementar la capacidad efectiva de 489 MW a 566.688 MW (CFE).

Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la SNNR de la CFE

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)



Escenario Tecnológico del Parque de Generación 2020

Tecnología	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva*
Hidroeléctrica	60	166	12,125.363
Vapor Convencional	20	50	10,197.76
Ciclo Combinado	19	75	9,752.110
Carboeléctrica	3	15	5,463.450
Turbogás	40	84	2,590.510
Geotermoeléctrica	4	27	918.081
Combustión Interna	5	27	358.981
Eoloeléctrica	2	7	85.7
Solar Fotovoltaica	2	2	6.0
Total, SNNR	155	453	41,497.795
Eoloeléctrica	6	410	698.5
Ciclo Combinado	27	94	15,285
PEE *	33	504	15,983.5
CNLV	1	2	1,608
Total, CFE (SNNR + PEE)	189	959	59,089.30

* capacidad neta garantizada.

EPS CFE Generación I

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación I en el año 2020 representó el 14% del total del parque de Generación de la CFE.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	10	31	2,518.645
Vapor Convencional	3	10	2,605.600
Ciclo Combinado	4	18	2,217.743
Turbogás	14	16	512
Cogeneración	1	3	393
Total, EPS I	32	78	8,246.988

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación I

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

EPS CFE Generación II

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación II en el año 2020 representó el 14.9% del total del parque de Generación de la CFE y no tuvo variaciones respecto al 2019.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	18	40	3,021.73
Vapor Convencional	1*	4	1,300
Ciclo Combinado		8	1,453.908
Carboeléctrica	1	7	2,778.36
Geotermoeléctrica	1	8	242.360
Total, EPS II	21	67	8,796.358

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Nota*: Las tecnologías de Ciclo Combinado y Vapor Convencional están instaladas dentro de la CT. Gral. Manuel Álvarez Moreno.

EPS CFE Generación III

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación III en el año 2020 representó el 13.1% del total del parque de Generación de la CFE.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	11	24	969.200
Vapor Convencional	5	16	2,000.5
Ciclo Combinado	4	15	2,961.736
Turbogás	9	20	858.81
Combustión Interna	4	17	343.481
Geotermoeléctrica	2	11	580
Solar Fotovoltaica	2	2	6
Total, EPS III	37	105	7,719.73

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación III

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

EPS CFE Generación IV

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación IV en el año 2020 representó el 13.3% del total del parque de Generación de la CFE.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	2	5	97.5
Vapor Convencional	6	10	2,186
Ciclo Combinado	6	24	2,440.923
Turbogás	10	19	445
Carboeléctrica	2	8	2,685.09
Total, EPS IV	26	66	7,854.513

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación IV

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

EPS CFE Generación V

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación V en el año 2020 representó el 27.1% del total del parque de Generación de la CFE.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva*
Ciclo Combinado	27	94	15,285
Eoloeléctrica	6	410	698.5
Total, EPS V	33	504	15,983.5

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación V

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

Fuente: Informe EPS V

EPS CFE Generación VI

La capacidad bruta efectiva de la EPS CFE Generación VI en el año 2020 representó el 14.9% del total del parque de Generación de la CFE.

Tipo	Numero de		Capacidad en MW
	Centrales	Unidades	Bruta Efectiva
Hidroeléctrica	19	66	5,518.288
Vapor Convencional	4	12	2,105.5
Ciclo Combinado	3	10	677.8
Turbogás	6	13	366.2
Combustión Interna	1	4	3.2
Geotermoeléctrica	1	6	95.721
Eoloeléctrica	2	7	85.7
Total, EPS VI	38	118	8,852.41

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

4. Generación Bruta y Neta por tecnología anual

En el año 2020, las Centrales generadoras de la CFE y de los Productores Externos de Energía, en conjunto, generaron 21,118 GWh menos de energía neta que en el 2019.

Los principales factores que influyeron para esta disminución fueron:

- Demanda de energía menor al año 2019 derivado de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), al establecerse protocolos de control por parte del Gobierno Federal para mitigar el contagio.
- Entrada de nuevos generadores con menores costos variables de corto plazo que las Centrales de la CFE, principalmente con fuentes de energía renovable por los criterios de despacho del Mercado Eléctrico Mayorista, siendo las Centrales de Vapor Convencional y las Carboeléctricas las más afectadas en su despacho.
- Recarga programada de combustible de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

Generación Bruta (GWh)

En el año 2020 la generación bruta de 124,579 GWh fue menor en un 23% con relación a la generación del 2019 de 153,352 GWh, derivado principalmente por una disminución en la demanda de electricidad, por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), que desaceleró los procesos productivos, acentuándose por la entrada de nuevos generadores que desplazaron la participación de las Centrales de la CFE.

Generación Neta (GWh)

En el año 2020 la generación neta de 125,953 GWh fue menor en un 19% con relación a la generación del 2019 de 102,111 GWh, por las mismas razones que explican la disminución de la Generación Bruta. (Ver en anexo estadístico [Tabla 2.- Generación Bruta y Neta 2019 vs 2020](#))

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

Las Centrales generadoras de la CFE, por la diversificación de tecnologías con que cuentan, utilizan diversas fuentes de energía para la generación de energía eléctrica, dándole flexibilidad operativa en su participación para atender la demanda de energía en el Mercado Eléctrico Mayorista.

La modernización del parque de generación de la CFE y adopción de medidas ambientales ha modificado el uso de los hidrocarburos, incrementando el uso del gas, aportando en la reducción de emisiones de CO₂.

En el año 2020, las Centrales en general redujeron la utilización de fuentes primarias, derivado de la disminución de la demanda de energía eléctrica, principalmente por la conjunción de dos factores: la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), y la entrada de nuevos generadores que desplazaron la participación de las Centrales de la CFE.

La mayor participación de fuentes de energía para la generación de electricidad en el año 2020 fue el Gas con un 63.2%, seguida por Agua (hidráulica) con un 11.62%, Carbón con un 8.5% y Combustóleo con apenas un 5.65%.

2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	11,215	20,077	22,753	22,742	26,811	26,706	22,553	25,486	19,866	13,291	13,107	10,172	234,780
Gas (TJ)	44,026	44,675	45,353	46,003	54,452	58,154	60,321	64,980	56,275	53,328	40,585	41,205	609,357
Carbón (TJ)	18,719	22,066	21,517	17,382	18,443	19,306	24,816	27,318	23,155	16,500	12,335	12,728	234,284
Diesel (TJ)	1,418	2,105	1,891	2,903	3,749	3,935	4,606	4,136	3,164	2,571	1,776	913	33,167
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 (Mm ³)	16,110	13,387	18,705	17,669	20,583	20,066	22,165	23,707	21,832	22,981	19,004	18,804	235,012

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	11,167	9,995	12,433	8,562	7,412	7,309	10,153	10,459	10,626	10,863	11,092	10,691	120,822
Gas (TJ)	42,210	41,434	43,319	36,229	39,660	45,407	49,492	57,345	49,828	44,576	32,932	30,909	513,373
Carbón (TJ)	14,415	13,637	14,094	11,344	11,400	12,007	12,012	8,359	8,747	10,148	10,946	9,716	136,801
Diesel (TJ)	705	1,026	1,531	547	726	880	1,442	1,587	1,853	1,689	1,494	1,084	14,567
Geotérmico (TJ)	9,002	8,063	9,094	8,723	9,430	8,404	8,741	8,065	7,703	7,541	7,648	8,337	100,752
Agua (Mm ³)	18,292	17,881	14,362	11,318	18,596	17,952	19,214	19,356	18,723	18,472	15,882	16,863	206,908

Diferencia 2020-2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	-47	-10,082	-10,320	-14,180	-19,399	-19,397	-12,400	-15,027	-9,240	-2,428	-2,015	519	-113,957
Gas (TJ)	-1,816	-3,242	-2,034	-9,773	-14,792	-12,746	-10,829	-7,635	-6,447	-8,751	-7,653	-10,296	-95,984
Carbón (TJ)	-4,304	-8,429	-7,423	-6,038	-7,043	-7,299	-12,804	-18,959	-14,407	-6,353	-1,389	-3,012	-97,483
Diesel (TJ)	-713	-1,079	-360	-2,356	-3,023	-3,055	-3,164	-2,549	-1,311	-882	-282	171	-18,600
Geotérmico (TJ)	-1,170	-1,452	-1,000	-414	-357	-1,191	-1,065	-1,455	-1,262	-878	-503	-161	-10,909
Agua (Mm ³)	2,182	4,494	-4,343	-6,351	-1,987	-2,114	-2,951	-4,351	-3,109	-4,509	-3,121	-1,941	-28,103

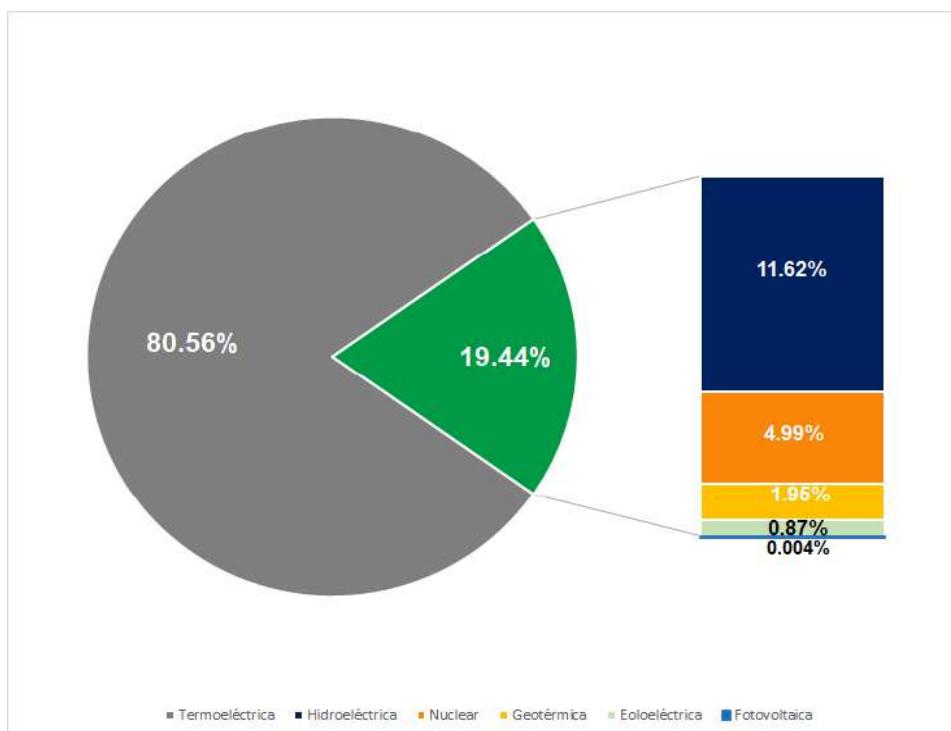
6. Participación de Energías Limpias en la generación anual

La generación con energías limpias fue de 42,331.92 GWh, el mayor participante en este escenario fue la generación con energía Hidroeléctrica con el 59.78%, seguido de la Nucleoeléctrica con el 25.66%, y el resto 14.56% con las tecnologías Geotermoeléctrica, Eólica y Fotovoltaica. La participación muestra la fortaleza del sistema Hidroeléctrico, el cual aporta de manera significativa y en poco tiempo, respondiendo ante las necesidades de recursos tanto de potencia como de regulación de voltaje (Condensador Síncrono).

Aún con fuertes impactos sobre la generación, como la contingencia sanitaria y la entrada de nuevos generadores, la generación hidráulica fue la que mayormente aportó.

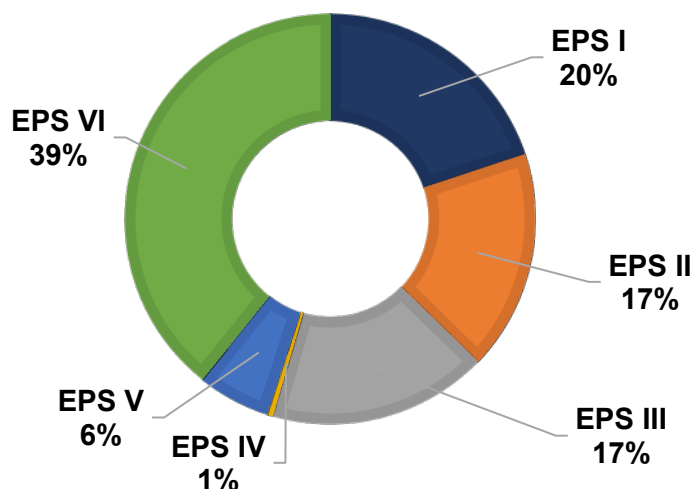
Tecnología	Generación Neta (GWh)	Aportación de Generación (%)
Hidroeléctrica	25,305.40	59.78
Nucleoeléctrica	10,864.27	25.76
Geotermoeléctrica	4,253.72	10.05
Eólica	1,899.35	4.49
Fotovoltaica	9.17	0.02

En el año 2020 el 19.44% de la generación fue a base de energías limpias considerando la participación de las EPS's de la CFE Generación I, II, III, IV, V y VI. A continuación, se muestran los porcentajes de contribución de las energías limpias en la Generación Neta por proceso:



Energías Limpias por tipo de tecnología.

Con los 42,331 GWh de generación de energía limpia, durante el año 2020, se evitaron 22,456,436 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Con estos datos se refrenda el papel histórico de la CFE como el mayor generador de energía limpia en el país.



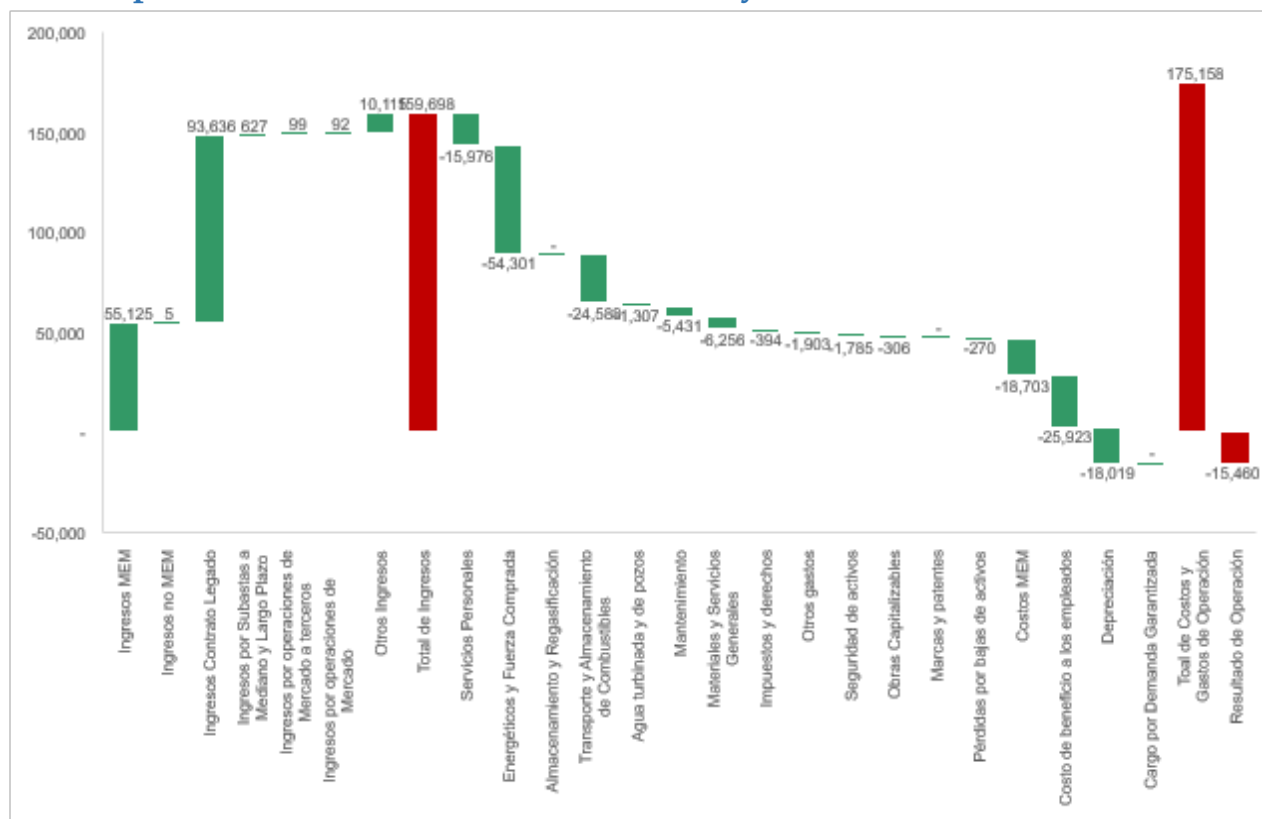
Emissiones evitadas de CO₂ por EPS de Generación

Con respecto a los Certificados de Energías Limpias (CEL´s), la SENER ingresó a la CONAMER, el Proyecto de Acuerdo que busca reconocer a las Centrales eléctricas legadas limpias la emisión de dichos certificados (CONAMER 2019). El acuerdo fue publicado en el Diario Oficial de la Federación en octubre de 2019, pero ante juicios de amparo promovidos por generadores privados, estas modificaciones se encuentran suspendidas; al cierre del año 2020 aún no se cuenta con una resolución final.

En el año 2020 la CFE Generación VI a través de la Central Geotermoeléctrica Humeros (unidades 10 y 11) generó 300,838 CEL´s, los cuales fueron acreditados por la CRE en su plataforma "Sistema de Gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias (S-CEL)", entregados a través del mismo sistema a CFE Suministrador de Servicios Básicos para honrar las obligaciones del Contrato Legado.

La reorganización de los activos en las EPS´s permite una mejor gestión de los recursos y apoyos dentro de las subsidiarias, creando una atención oportuna de las propias necesidades de cada una de las Centrales.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Nota: Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de las EPS's.

Operaciones del MEM del Proceso de Generación.

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

8. Tablero de principales indicadores financieros¹

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

Indicador	2019												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
RO	750	-6,709	-757	-2,920	-1,898	-3,137	-5,847	-6,260	-5,139	-5,057	-10,894	-51,748	-51,748
Ingresos	15,269	26,891	53,020	68,161	91,080	110,201	126,572	149,556	169,946	186,659	196,451	211,092	211,092
Costos y Gastos	y 14,519	33,600	53,777	71,081	92,978	113,338	132,419	155,816	175,085	191,716	207,346	262,840	262,840

¹ Todas las cifras de este apartado pueden variar en función del cierre de Estados Financieros Dictaminados.

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-1,789	-2,187	-5,237	-4,902	-3,573	-3,240	-3,834	-18,099	-16,473	-17,619	-17,540	-15,460	-15,460
Ingresos	11,091	21,760	33,972	46,466	59,006	72,020	85,350	101,082	115,808	128,882	143,708	159,698	159,698
Costos y Gastos	12,880	23,947	39,209	51,368	62,579	75,260	89,183	119,181	132,281	146,501	161,248	175,158	175,158

Diferencias													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	2,539	-4,522	4,480	1,982	1,675	103	-2,014	11,839	11,334	12,562	6,646	-36,288	-36,288
Ingresos	4,178	5,131	19,048	21,695	32,073	38,181	41,222	48,474	54,138	57,776	52,743	51,394	51,394
Costos y Gastos	1,639	9,653	14,569	19,713	30,399	38,078	43,236	36,635	42,804	45,215	46,098	87,682	87,682

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019

Fuente: Cubos de Esbase FI. Cifras en millones de pesos.

Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020. Sujeta a variaciones por cierre de Estados Financieros Dictaminados.

En los años 2019 y 2020 se presentaron diferentes factores que afectan la comparativa de resultados financieros:

- En diciembre de 2019 se realizó, conforme a normas internacionales de información financieras, un estudio para determinar el valor de los activos fijos de Centrales generadoras.
- A partir de enero de 2020, se implementó la reorganización de portafolios de Centrales generadoras asignadas a cada Empresa Productiva Subsidiaria de Generación, privilegiando la regionalización de los activos.
- La contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), a partir del mes de abril de 2020, representó cambios significativos en la demanda de energía que, por consiguiente, afectó el despacho de las unidades generadoras de la CFE, además de originar incertidumbre en los mercados cambiarios.

Esta situación representa que la comparativa del resultado operativo no proporcione información clara de las variaciones que se presentaron respecto al año 2020, por lo que se presentan las principales variaciones:

- En el año 2019 se presentó una pérdida por 46,322 mdp por las pérdidas por deterioro de activos, resultado del estudio de deterioro de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera, el cual no se realizó en el año 2020.
- Derivado de la renegociación de la cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo en el año 2020, se tuvo un incremento de costos de obligaciones laborales de 15,443 mdp.
- Una menor demanda por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), que ocasionó una menor generación de las Centrales de CFE, menor costo de los combustibles, salida de Centrales del Contrato Legado y un menor valor de la energía en el MEM representaron una disminución del 24.34% de los ingresos totales.

- La variación en el tipo de cambio, principalmente durante el primer semestre del año 2020, representaron costos financieros por 5,938 mdp más que en el 2019.

Los cargos fijos por reserva de capacidad de transporte de combustible tuvieron un incremento de 13% respecto al 2019 por el cambio en la metodología de cobro de CFenergía.

9. Tablero de principales indicadores operativos

En la capacidad efectiva mantenida se observa una mayor ejecución de mantenimientos, con un aumento del 33% en el año 2020 comparado con el 2019, una menor indisponibilidad por falla en 1.81 puntos porcentuales en el 2020, asimismo, el decremento disminuyó 1.33 puntos porcentuales en el año 2020 con respecto al 2019.

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Efectiva mantenida. (MW)	64	944	1,037	332	588	107	77	56	380	32	343	1,016	4,976
Generación Neta (GWh)	9,446	10,729	11,113	11,503	13,315	13,378	13,634	14,464	11,888	10,065	8,167	8,126	135,833
Régimen Térmico Neto (kJ/kWh)	10,649	10,745	10,811	10,590	10,684	10,808	10,738	10,697	10,853	10,853	11,112	10,604	10,757
Factor de Planta (%)	32.5	41.1	38.5	41.0	45.9	47.9	47.2	50.0	42.5	34.8	29.2	27.6	39.8
Indisponibilidad Falla (%)	9.2	8.0	6.8	5.5	5.7	6.6	5.1	5.4	6.5	5.4	5.3	5.2	6.2
Indisponibilidad Decremento (%)	1.1	2.8	2.7	2.1	2.6	4.3	3.7	4.1	4.1	3.5	2.3	1.6	2.9

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Efectiva mantenida. (MW)	0	290	749	431	81	36	323	0	205	1,303	1,710	1,479	6,608
Generación Neta (GWh)	9,510	9,255	10,291	9,431	10,363	10,683	11,591	11,999	10,704	10,166	8,246	7,700	119,939
Régimen Térmico Neto (kJ/kWh)	10,500	10,424	10,655	10,687	10,474	10,308	10,499	10,297	10,601	10,767	10,627	10,703	10,535
Factor de Planta (%)	31.0	31.7	33.1	31.3	33.5	35.6	37.4	38.5	35.7	32.8	27.5	24.8	32.8
Indisponibilidad Falla (%)	6.3	3.8	2.7	3.9	3.2	3.2	5.2	5.8	5.4	4.2	4.4	4.7	4.4
Indisponibilidad Decremento (%)	1.2	1.6	2.2	1.2	1.2	1.0	1.5	1.9	1.8	2.6	1.6	1.2	1.58
ENOG Mantenimiento Extendido (GWh)	855	499	146	103	203	499	516	425	641	693	1,358	1,860	7,799

Variación (2020 – 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Efectiva mantenida. (MW)	-64	-654	-288	99	-507	-71	246	-56	-175	1,271	1,367	463	1,632
Generación Neta (GWh)	64	-1,475	-823	-2,072	-2,952	-2,695	-2,044	-2,466	-1,185	100	79	-426	-15,895
Régimen Térmico Neto (kJ/kWh)	-149.0	-320.9	-156.8	97.2	-210.7	-500.6	-239.4	-400.1	-252.2	-86.6	-485.5	98.8	-221.4
Factor de Planta (%)	-1.4	-9.4	-5.4	-9.7	-12.4	-12.3	-9.8	-11.5	-6.9	-2.0	-1.7	-2.8	-7.1
Indisponibilidad Falla (%)	-2.9	-4.1	-4.2	-1.6	-2.5	-3.4	0.1	0.4	-1.1	-1.2	-0.9	-0.5	-1.8
Indisponibilidad Decremento (%)	0.2	-1.2	-0.5	-0.9	-1.4	-3.3	-2.2	-2.2	-2.3	-0.9	-0.7	-0.4	-1.3

No incluye a la EPS CFE Generación V. Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la SNNR

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditado de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Hidroeléctrico	0.41	1.22	1.91	0.4	CFE
	Vapor	10.83	7.54	6.91	3.62	Euroelectric
	Ciclo Combinado	5.80	2.02	5.21	2.49	Euroelectric
	Carbón	8.83	7.22	4.13	4.12	NERC
	Turbo Gas	9.4	2.74	4.94	4.4	NERC
	Turbo Jet	4.6	0.62	0.06	4.03	NERC
	Geotérmica	3.8	3.48	6.18	3.86	CFE
	Combustión Interna	15.3	5.69	4.82	1.46	NERC
	Eoloeléctrica	0.02	0.01	0.27	-	NA
Fotovoltaica	0	0	0.003	-	NA	

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Hidroeléctrico	0	0	0	-	NA
	Vapor	5.15	5.91	2.18	2.08	Euroelectric
	Ciclo Combinado	2.88	2.79	1.48	0.49	Euroelectric
	Carbón	4.68	5.48	3.15	2.08	NERC
	Turbo Gas	1.84	1.17	0.42	0.29	Euroelectric
	Turbo Jet	0.20	0.078	0	3.05	Euroelectric
	Geotérmica	2.70	1.60	2.91	2.7	CFE
	Combustión Interna	10.44	4.03	12.01	1.46	NERC
	Eoloeléctrica	23.23	32.85	29.86	-	NA
Fotovoltaica	0	0	0	-	NA	

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación I y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

10. Principales proyectos de infraestructura 2020

Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica de la CFE

Con el fin de rescatar a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y devolverle su carácter social en beneficio de los mexicanos, se formuló el Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica de la CFE que incluye una cartera de proyectos de generación considerados como estratégicos, con la finalidad de cumplir con lo establecido en el numeral 3.5 del Plan Nacional de Desarrollo basados en los principios y acciones prioritarias que guiaron el PRODESEN 2019-2033.

Nombre del Proyecto FIRMES	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
1. CC Baja California Sur – 167 MW – EPS III	8,320	Reforzar Infraestructura P. BCS
2. CC Mérida – 532 MW – EPS VI	7,840	Reforzar Infraestructura P. Yucatán
3. TG González Ortega – 188 MW – EPS III	3,300	Reforzar Infraestructura P. BC
4. CC González Ortega – 699 MW – EPS III	6,940	Reforzar Infraestructura P. BC
5. CC Valladolid – 1,061 MW – EPS VI	7,680	Reforzar Infraestructura P. Yucatán
6. CC Tuxtán Fase I – 1,099 MW – EPS VI	13,520	Fortalecer Industria Eléctrica
7. CC San Luis Rio Colorado – 522 MW – EPS III	6,660	Reforzar Infraestructura P. BC
Total	54,260	

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
1. CC Tula II Fase I – 416 MW – EPS I	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
2. CC Salamanca – 894 MW – EPS I	9,540	Fortalecer Industria Eléctrica
3. CC Norte IV – 470 MW – EPS IV	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
4. CC Baja California IV – 539 MW – EPS III	8,680	Reforzar Infraestructura P. BC
5. CC San Luis Potosí – 897 MW – EPS IV	9,160	Fortalecer Industria Eléctrica
6. CI Baja California Sur VI – 44 MW – EPS III	2,300	Reforzar Infraestructura. BCS
7. CC Dos Bocas II – 1,122 MW – EPS VI	13,800	Fortalecer Industria Eléctrica
8. CG Los Humeros III, Fase B – 25 MW – EPS VI	2,820	Fortalecer Industria Eléctrica
9. CC El Sauz II – 445 MW – EPS I	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
10. CC Valle de México III – 416 MW – EPS I	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
11. CC Francisco Villa – 467 MW – EPS IV	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
12. CC Mazatlán Fase I – 544 MW – EPS III	7,680	Fortalecer Industria Eléctrica
13. CC Guadalajara I – 500 MW – EPS II	6,160	Fortalecer Industria Eléctrica
14. TG Altamira – 320 MW – EPS IV	3,540	Fortalecer Industria Eléctrica
15. TG Presidente Juárez IV – 320 MW – EPS III	3,540	Reforzar Infraestructura P. BC
16. TG Río Bravo – 320 MW – EPS IV	3,540	Fortalecer Industria Eléctrica
17. CC Manzanillo III Fase I – 1,000 MW – EPS II	5,080	Fortalecer Industria Eléctrica
18. Cogeneración Refinería Cadereyta – 525 MW – EPS IV	7,960	Fortalecer Industria Eléctrica
19. Cogeneración Refinería Salina Cruz – 463 MW – EPS VI	7,960	Fortalecer Industria Eléctrica
20. Cogeneración Refinería Madero – 350 MW – EPS IV	3,680	Fortalecer Industria Eléctrica
Total	133,840	

- Proyectos de Construcción en proceso y concluidos en 2020

Actualmente se tienen 2 proyectos de construcción en proceso de pruebas de puesta en servicio para su posterior aceptación en operación comercial.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
1. CC Centro – 656 MW – EPS I	7,564	Fortalecer Industria Eléctrica Fecha estimada de Operación comercial: 03.jun.21
2. CC Valle de México II – 615 MW – EPS I	8,548	Fortalecer Industria Eléctrica Fecha estimada de Operación comercial: 30 de abril 2021
Total	16,112	

En el año 2020, se logró la construcción y conclusión de 3 proyectos los cuales ya se encuentran en operación comercial.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
1. CG Los Humeros III Fase A – 27 MW – EPS VI Entrada en Operación Comercial: 04.nov.2020	858	Fortalecer Industria Eléctrica
2. CG Los Azufres III Fase II – 27 MW – EPS II Entrada en Operación Comercial: 18.dic.2020	1,024	Fortalecer Industria Eléctrica
Total	1,882	

- Proyectos en licitación y por licitar
 - Proyectos de Rehabilitación en proceso y concluidos en el año 2020.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
1. CC Tula I y II – 567 MW – EPS I Entrada en Operación Comercial: 10.jul.2020	6,460	Fortalecer Industria Eléctrica
Total	6,460	

11. Programa de mantenimientos ejecutados

Mantenimiento a Unidades de Generación

El proceso de mantenimiento a las unidades generadoras es fundamental para mantener la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del parque de generación a fin de brindar el servicio de energía eléctrica que demanda el País.

Anualmente se realiza un diagnóstico del estado operativo del parque de generación para determinar las necesidades de mantenimiento y el proyecto de presupuesto necesario para integrar y aplicar el programa nacional de mantenimiento.

Por lo anterior, se realizó la planeación del programa de mantenimiento del año 2020 con base en las líneas del rumbo estratégico y los lineamientos establecidos por la Subdirección de Negocios no Regulados para la planeación de las actividades y aplicar programas tipo, atender el rezago de mantenimiento y la problemática relevante que afecta la seguridad, disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades generadoras, así como, priorizar la asignación del presupuesto autorizado a los mantenimientos considerando el estado operativo de las unidades generadoras y su importancia por su ubicación y aportación al SEN, así como en función de la tecnología y tipo de combustible.

El programa de mantenimiento del año 2020 consideró 596 mantenimientos a unidades termoeléctricas e hidroeléctricas. En el mes de abril, se analizaron en particular los mantenimientos de unidades termoeléctricas para revisar su priorización y la mejor aplicación del presupuesto asignado, a fin de atender las unidades generadoras con problemáticas críticas, reprogramando para el 2021, 61 mantenimientos de unidades que podían mantenerse disponibles en el 2020 sin afectar su disponibilidad y confiabilidad operativa. Al final del ejercicio 2020 se iniciaron 535 mantenimientos, de los cuales se concluyeron 518 y se encontraban en proceso 17. La capacidad a la que se aplicó mantenimiento fue 48,922 MW de 53,260 MW programados.



CFE Generación I

1. Objetivo de la EPS CFE Generación I

La EPS CFE Generación I, con su visión estratégica de ser una empresa líder de generación de energía eléctrica a nivel nacional, rentable y con fortaleza financiera; contribuyendo al servicio público de electricidad, con atención al cliente, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de su personal y aplicación de criterios de desarrollo sustentable; continuó impulsando mejoras en el año 2020 bajos los objetivos estratégicos siguientes:

- Planear y asignar los recursos, de acuerdo con la prioridad en el despacho y la rentabilidad de las Centrales.
- Llevar a cabo procesos eficientes de contratación, acorde a las necesidades de mantenimiento de las Centrales eléctricas.
- Gestionar e implementar modificaciones al Contrato Legado, que permitan incrementar el valor económico de las Centrales de generación eléctrica.
- Mejorar la planeación y ejecución de los mantenimientos, minimizando costos operativos para la optimización de los procesos y de los recursos asignados.
- Implementar estrategias de mercado para maximizar los ingresos dentro de las reglas establecidas.
- Participar de forma proactiva en el seguimiento de los proyectos de inversión en materia de generación, que se desarrollan dentro de la CFE para el ámbito de la EPS CFE Generación I.
- Evaluar continuamente el desempeño individual de las Centrales eléctricas y el cumplimiento de sus objetivos, para fortalecer los procesos de generación mediante la toma de decisiones.

Para lo anterior, se da seguimiento a través de indicadores que permiten evaluar de manera integral las acciones realizadas, buscando asegurar el logro de los objetivos planteados.

2. Resumen ejecutivo

Durante el año 2020, la EPS CFE Generación I se mantuvo en su proceso de consolidación, con acciones y directrices enfocadas al cumplimiento de sus objetivos, teniendo como logros más relevantes los siguientes:

- Ejercicio del 100% del presupuesto autorizado asociado a los mantenimientos de las unidades generadoras en el año 2020, que correspondió a 3,036 mdp.
- La planeación y asignación de los recursos, se realizó de acuerdo con el objetivo, donde el 71% del presupuesto ejercido en el año fue asignado a las 10 unidades con un Factor de Planta superior al 50%.
- Se realizaron eficazmente los procesos de contratación acorde a las necesidades de mantenimiento de las Centrales eléctricas.
- Aplicación de 97 mantenimientos, logrando recuperar una capacidad de 276 MW y mejora en Régimen Térmico de 16,793 kJ con un beneficio de 335 mdp.
 - En la C.C.C. Valle de México Unidad 5 y 7 se realizó sustitución de partes calientes.

- En la C.C.C. San Lorenzo mantenimiento mayor del Paquete 1 (Unidad 5 con 5 años de operación excedidos), y actualización del sistema de control.
- En la C.C.C. El Sauz mantenimiento mayor del Paquete 2.
- En la Región de Generación Valle de México, se recuperan 10 MW y se elimina el decremento de 5 unidades con la adquisición y puesta en servicio de:
 - 5 equipos de enfriamiento forzado tipo “chillers”.
 - 4 reguladores automáticos de tensión.
 - 2 equipos de compresión de gas.
- Recuperación de 4 unidades en mantenimiento extendido del año 2019 al 2020.
- Recuperación de falla en la Unidad 5 en la C.H. Infiernillo de 200 MW con la rehabilitación de cable de potencia y sustitución de este en la Unidad 6 para mejorar la confiabilidad en su operación, representando ingresos en el orden de 77 mdp.
- Rehabilitación de la operación de la compuerta desarenadora en la C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta), representando ingresos estimados de 70 mdp.
- Mejora en Eficiencia Térmica Neta en 0.44 puntos porcentuales, pasando de 35.91% en diciembre de 2019 a 36.35% en diciembre de 2020.
- Mejora en la Indisponibilidad por Falla en 2.14 puntos porcentuales, pasando de 9.99% en enero de 2020 a 7.85% en diciembre de 2020.
- Mejora de disponibilidad de las unidades generadoras de 3.57 puntos porcentuales, pasando de 75.47% en enero de 2020 a 79.04% en diciembre de 2020, lo que equivale aproximadamente en el mercado a 170 mdp.
- Formalización de Convenio Modificatorio al Contrato Legado, representando ingresos anuales en el orden de 51,331 mdp.
- Implementación de herramienta de “Diferencias Finitas” (corrección de curvas de Eficiencia Térmica), representando una recuperación de costos variables de generación de 13,393 mdp.
- Seguimiento continuo a los avances de proyectos para su puesta en operación comercial.
 - C.C.C. Tula: entrada en operación comercial Proyecto 311 RM CCC Tula Paquetes 1 y 2 el 28 de noviembre de 2020, y su inclusión en Contrato Legado permitiendo recuperar costos fijos en el orden de 574 mdp.
 - C.C.C. Centro: a finales de noviembre de 2020, se reanudan los trabajos para la puesta en servicio. El 2 de diciembre de 2020, se concluye la construcción del último tramo del acueducto Cuautla. Una vez en operación comercial, se proyectan ingresos anuales aproximados 3,238 mdp.
- Ahorro del 7% en las cuentas y partidas presupuestales asociadas al Programa de Austeridad y Eficiencia 2020 contra el Ejercicio 2019, pasando de 49 mdp a 45 mdp.
- Certificación en Industria Limpia de las Centrales: C.H. Villita, C.H. Infiernillo, C.H. Santa Bárbara, C.H. Tingambato, C.T. Salamanca, C.C.C. El Sauz y C.C.C. San Lorenzo.

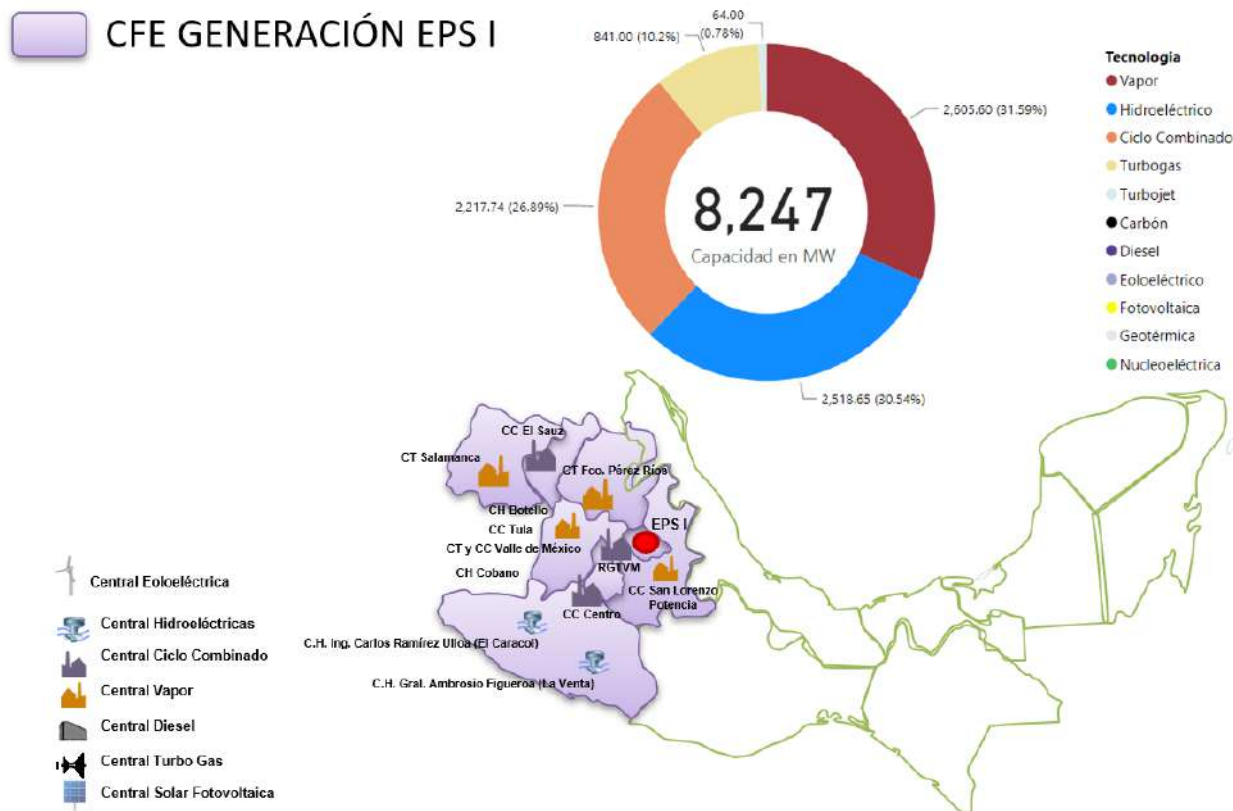
- Mejora del establecimiento de metas para el año 2021, alineado con el presupuesto autorizado, programa de mantenimientos, modelo financiero y predespacho emitido por la SNNR.
- Implementación en el ámbito de la EPS CFE Generación I en tiempo y forma del Procedimiento de emergencia para atención al Fenómeno Sanitario-Ecológico Epidemia (Pandemia) N-GZ01A01-200, requisito legal solicitado por el IMSS.
- Implementación del Plan de Continuidad de Operaciones homologado en todos los centros de trabajo que conforman a la EPS CFE Generación I, para cumplimiento del Programa Interno establecido en el Reglamento de la Ley General de Protección Civil.
- Continuidad del contrato de representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de una central privada de cogeneración, con una capacidad excedente de 9.65 MW, obteniendo ingresos adicionales por la prestación de servicios de 5.2 millones de pesos en el año 2020.
- Disminución importante en el Costo Variable de Combustible, pasando de 846 a 497 \$/MWh, equivalente a un 41% con respecto al mismo período del año anterior, debido a la negociación de combustibles de la EPS CFE Generación I con CFenergía y PEMEX.

Dentro de las acciones que quedaron pendientes de realizar para el logro de los objetivos planteados en el año 2020, se tienen los rezagos siguientes:

- Cancelación del concurso del Proyecto 347 C.C.C. Salamanca bajo el modelo de inversión PIDIREGAS, derivado de la situación actual ocasionada por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) en el país y la política federal de no endeudamiento.
- Desfasamiento de los denominados proyectos C.C.C. Valle de México III, C.C.C. Tula II Fase I, C.C.C. El Sauz II y C.C.C. Salamanca, que se incluyen como “indicativos” dentro del PIIRCE y en su fase de estudio hasta el año 2025, derivado de diversas precisiones al Plan de Fortalecimiento de la Industria Eléctrica realizadas por la CFE durante el año 2020.
- Diferimiento en la capacitación y adiestramiento de formación para personal técnico especializado de las Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación I, por cancelación de cursos presenciales derivado de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), a fin de salvaguardar la salud e integridad de los trabajadores.
- Recuperación de costos asociados a la infraestructura de transporte de gas a través de la venta de energía de acuerdo con lo facturado por el suministrador de combustibles.
- Entrada en operación comercial de los Proyectos C.C. Centro y C.C. Valle de México II, reprogramados para el año 2021, derivado de atrasos en la construcción, algunos de ellos asociados a los efectos de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), retrasos por la contratista y problemática social.

3. Escenario tecnológico del año 2020

Portafolio 2020



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación I en el año 2020.

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

La EPS CFE Generación I se conforma de 32 Centrales, de las cuales 3 Centrales son de Vapor Convencional, 4 Centrales de Ciclo Combinado, 14 Centrales de Turbogas, 1 Central de Cogeneración y 10 Centrales Hidroeléctricas; mismas que en su totalidad suman 78 unidades con una capacidad efectiva de 8,246.988 MW.

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	18	2,217.743
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	3	10	2,605.6
Hidroeléctrica	Agua	10	31	2,518.65
Turbogas	Diésel	14	16	512
Cogeneración	Gas Natural	1	3	393
Total		32	78	8,246.988

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación I

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

En el año 2020, se tiene un incremento en la capacidad efectiva con respecto a los resultados simulados con el portafolio actual en 2019, pasando de un valor de 8,108 MW a 8,246.988 MW, derivado de lo siguiente:

- Incremento en la Capacidad Efectiva de la C.C.C. Tula por la entrada en operación comercial de la segunda fase de la RM 311 con el Paquete 1 (unidades 3 y 8) en diciembre de 2020.
- Disminución en la Capacidad Efectiva de la C.TG. Nonoalco, debido a la baja capacidad por obsolescencia de la Unidad 3.

4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual; así mismo, se consideran la generación de la energía de las unidades de puesta en servicio en ambos años. (Ver datos mensuales del comparativo de generación 2019 vs 2020 en el Anexo estadístico: *Tabla 3.- CFE Generación I: Generación Bruta y Neta 2019 - 2020, mensuales*)

Durante el año 2020, se tuvo un incremento comparado contra el 2019 en la generación de energía de las tecnologías de Ciclo Combinado, Cogeneración e Hidroeléctrica, representando 1,272 GWh anuales, beneficiado principalmente por:

- Segunda fase del Proyecto 311 RM C.C. Tula Paquete 1, registra generación a partir de marzo de 2020, con entrada en operación comercial en diciembre de 2020.
- Proyecto 298 C.C. Valle de México II, a partir de febrero de 2020 registra generación derivado de las pruebas de aceptación provisional ejecutadas durante el año 2020.
- Incremento de aproximadamente del 7.87% en el proceso hidroeléctrico con la aportación de las Centrales C.H. Infiernillo, C.H. Villita, C.H. Tingambato, C.H. Colotlipa y la C.H. Portezuelos I y II.

A pesar de los esfuerzos desarrollados durante el año 2020, el total de la energía generada fue inferior con respecto al 2019 en la EPS CFE Generación I, impactada también en el logro de su meta anual, por las Centrales siguientes:

- Región de Generación Valle de México, C.C.C. San Lorenzo y C.T. Salamanca por baja generalizada en el despacho de CENACE.
- Centrales Hidroeléctricas por baja generalizada en el despacho de CENACE y bajos niveles de algunas presas de acuerdo con su comportamiento histórico.
- C.C.C. Valle de México por atraso en la entrada en operación comercial del Proyecto 298 C.C.C. Valle de México II considerado en las metas para septiembre de 2020.
- C.C.C. El Sauz por falla en el sistema de excitación durante el arranque de la Unidad 4, dejando indisponible el Paquete 3.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual. (En anexo estadístico ver: *Tabla 4.- CFE Generación I - Utilización mensual fuentes primarias de energía*)

La generación con combustóleo tuvo una disminución del 25.4% con respecto al periodo del año anterior, con una disminución generalizada en el consumo de las Centrales de Vapor Convencional de la EPS CFE Generación I, representando 15 TJ.

Por lo que respecta a la generación con gas natural, disminuyó ligeramente en 8.24% con respecto

a diciembre de 2019; representando una disminución de 15,779 TJ en el consumo de gas natural, impactado principalmente por:

- Región de Generación Valle de México y C.C.C. San Lorenzo por baja generalizada en el despacho de CENACE.
- C.C.C. El Sauz por falla en el sistema de excitación, dejando indisponible el Paquete 3 por un periodo de 141 días.

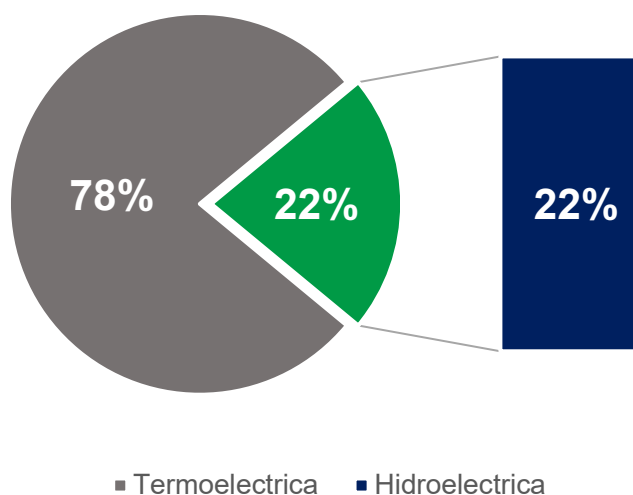
6. Participación de energías limpias en la generación anual

La EPS CFE Generación I cuenta con el Proceso Hidroeléctrico como única fuente de energías limpias y renovables, logrando participar en dicho proceso con el 22% del total de la energía generada en el año 2020, evitando con ello la emisión a la atmosfera de 4,473,792 toneladas de CO₂ y superando en 2.62 puntos porcentuales de participación con respecto al año anterior.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	10.69	10.25	15.41	27.96	32.07	18.66	19.66	22.17	33.24	30.70	15.01	18.25	22

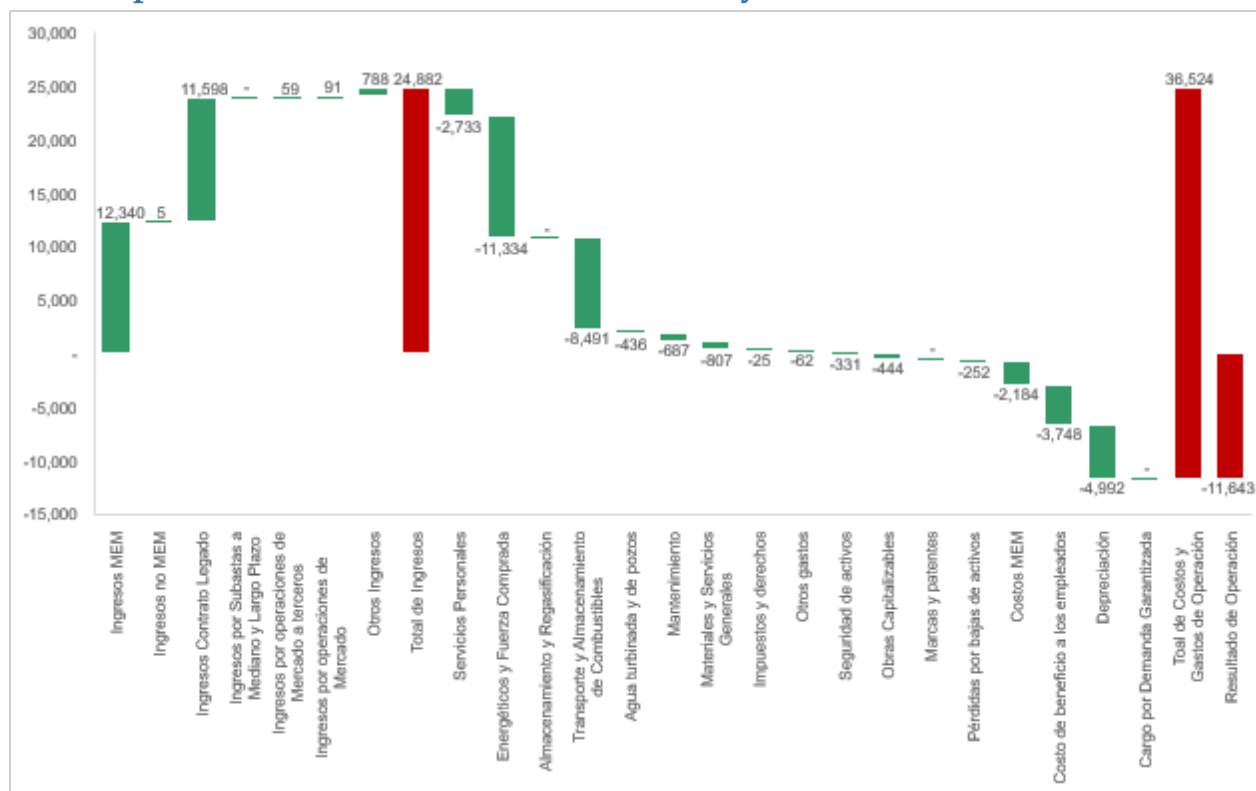
Participación de energías limpias en la generación de la EPS CFE Generación I

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)



Energías Limpias EPS CFE Generación I por tipo de tecnología

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación I²

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO. Cifras en millones de pesos.

En el año 2020, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista y en el Contrato Legado para el Suministro Básico, representando el 49.6% y 46.6% respectivamente del total de ingreso de la EPS CFE Generación I. Adicionalmente, se tuvieron operaciones con Suministradores Calificados y con Terceros por un total de 151 millones de pesos durante el 2020.

8. Tablero de principales indicadores financieros³

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual. (Revisar cifras mensuales en Apartado Estadístico:

² Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

³ Las cifras de este apartado pueden variar en función del cierre de Estados Financieros Dictaminados corporativos y de EPS.

Tabla 5.- CFE Generación I - Principales Indicadores Financieros 2019 – 2020)

El año 2020 se considera un año atípico por diferentes particularidades externas que afectaron los resultados de la EPS CFE Generación I; como es el caso del cambio de portafolio, volatilidad del tipo de cambio derivado de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), cambio de metodología en el cálculo de cargo fijo de transporte de gas por parte del suministrador, baja generalizada en el PML y las modificaciones al Contrato Colectivo de Trabajo entre otros, como se muestra a continuación:

- Impacto en los ingresos, originado por la salida de Contrato Legado de la C.T. Francisco Pérez Ríos y la C.T. Valle de México en el año 2020. En el año 2019 se generó el 53% mediante Contrato Legado y un 47% para el MEM, y para el 2020 se generó el 37% y el 63%, respectivamente.
- Un incremento en el rubro de cargo fijo por reserva de transporte de gas del 15%; el cual se originó por la variación en el tipo de cambio derivada de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19); así como, el cambio de metodología por parte de CFEEnergía para el cobro por el uso de la infraestructura.
- Los costos de financiamiento se vieron impactados en 1,030 mdp principalmente por la volatilidad en el tipo de cambio originada por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), pasando de 846 mdp a 1,876 mdp.
- En el mercado spot se obtuvieron menores ingresos en un 35% por venta de energía, principalmente debido a la caída en 54% del Precio Marginal Local (PML) con respecto al mismo período del año anterior.
- Impacto en el rubro de beneficios a empleados de aproximadamente el 92%, pasando de 1,945 mdp en el año 2019 a 3,748 mdp en el 2020, por la modificación de la Cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo principalmente.

En contraste a lo anterior, se presenta una disminución en los costos de combustibles, principalmente por un menor consumo en el año 2020 de Combustóleo y de Gas Natural, negociaciones de precios de combustibles a la baja por parte de la EPS CFE Generación I con CFEEnergía y PEMEX; así mismo, el precio de la molécula disminuyó por una mayor disponibilidad de gas natural continental a partir de la entrada en operación comercial del gasoducto Sur de Texas – Tuxpan (Marino), lo que permitió disminuir el consumo de gas natural licuado que tiene un costo mayor.

En resumen, la disminución de los costos de combustibles no fue suficiente para compensar la pérdida de ingresos, derivado principalmente de la salida de dos Centrales de gran capacidad del Contrato Legado, una disminución en el despacho de CENACE, una caída drástica de los Precios Marginales Locales; así como, los impactos originados por la modificación del Contrato Colectivo de Trabajo y todos los efectos asociados a la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), lo que en combinación originó una pérdida superior a los 13 mil mdp.

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)
- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)

- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Disponibilidad por Falla (%)
- Disponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,117	7,392	7,392
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	2,056	2,129	2,487	2,672	3,082	2,725	3,003	3,073	2,851	2,520	2,195	2,015	30,811
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	10,557	10,225	9,912	9,701	9,813	10,166	9,974	9,908	9,995	9,999	10,132	10,183	10,026
Factor de Planta (%)	35.51	40.66	42.73	47.31	52.93	48.64	51.76	52.91	50.71	43.46	39.05	34.80	45.06
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	24.42	20.84	20.25	23.81	23.31	15.59	18.71	16.54	17.73	15.57	17.29	13.93	19.01
Disponibilidad por Falla (%)	20.68	10.75	5.66	7.79	7.30	8.84	5.86	3.05	3.40	5.17	4.48	7.08	7.49
Disponibilidad por Decremento (%)	0.82	3.20	2.58	0.98	1.02	3.84	1.81	2.59	2.52	3.46	1.16	2.36	2.19
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	5	18	19	10	13	9	9	6	4	7	15	13	128
Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	744	1,664	1,259	91	487	425	34	0	330	0	452	1,342	6,827
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	0	16.444	0	16.639	8.257	7.05	2.803	0	1.28	0	74.403	28.258	155.133

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,676	7,676	7,676	7,676	7,676	7,676	7,676	7,840	7,840	7,840	7,840	7,840	7,840
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	2,236	2,130	2,698	2,307	2,276	2,205	2,242	2,532	3,074	2,573	2,183	2,019	28,480
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	9,897	9,800	10,182	10,204	9,938	9,909	10,121	9,831	9,879	9,770	9,589	9,701	9,905

Factor de Planta (%)	38.76	39.46	46.75	41.03	39.11	39.35	38.55	42.66	53.47	43.27	38.04	34.07	41.21
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	10.69	10.25	15.41	27.96	32.07	18.66	19.66	22.17	33.24	30.70	15.01	18.25	21.63
Indisponibilidad por Falla (%)	9.99	7.65	5.57	8.67	6.33	8.16	12.34	9.10	8.97	7.75	5.03	4.71	7.85
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.30	2.35	4.33	1.34	2.70	1.49	1.78	1.16	1.56	0.83	0.76	2.15	1.81
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	6	13	16	14	9	5	6	8	5	12	16	16	126
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	579.8	845.76	1,305	946.95	164.16	6	322.8	0	205	435.12	1,000	1,094	6,904.61
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	324.7	66.8	71.5	73.3	98.6	71.0	218.7	196.1	191.6	253.0	276.7	403.8	2,245.8

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	559	559	559	559	559	559	559	723	723	723	723	448	448
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	180.0	1.0	211.0	-365.0	-806.0	-520.0	-761.0	-541.0	223.0	53.0	-12.0	4.0	-2,331.0
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	-660	-425	270	504	125	-257	147	-77	-115	-229	-543	-482	-121
Factor de Planta (%)	3.26	-1.20	4.02	-6.28	-13.81	-9.30	-13.21	-10.25	2.76	-0.19	-1.01	-0.72	-3.85
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	-13.74	-10.59	-4.85	4.15	8.76	3.07	0.94	5.63	15.51	15.13	-2.28	4.32	2.62
Indisponibilidad por Falla (%)	-10.69	-3.10	-0.09	0.89	-0.96	-0.68	6.49	6.05	5.56	2.58	0.55	-2.36	0.36
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.49	-0.86	1.75	0.36	1.68	-2.35	-0.03	-1.44	-0.96	-2.63	-0.40	-0.21	-0.38
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	1	-5	-3	4	-4	-4	-3	2	1	5	1	3	-2
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	-164	-818	46	856	-322	-419	289	0	-125	435	548	-248	77
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	324.7	50.4	71.5	56.6	90.3	64.0	215.9	196.1	190.3	253.0	202.3	375.5	2,090.6

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la EPS CFE Generación I

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control

Integrado de Gestión (SIACIG).

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variación (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta (MW)	7,117	7,392	7,840	4	6
2. Generación Neta (GWh)	32,660	30,811	28,480	-6	-8
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	10,164	10,026	9,905	-1	-1
4. Factor de Planta (%)	47.40	45.06	41.21	-2.34 (pp)	-3.85 (pp)
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	22.14	19.01	21.63	-3.13 (pp)	2.62 (pp)
6. Indisponibilidad por Falla (%)	6.43	7.49	7.85	1.06 (pp)	0.36 (pp)
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	2.98	2.19	1.81	-0.79 (pp)	-0.38 (pp)
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	128	126	*	-2
9. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	*	6,827	6,905	*	1
10. ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	*	155,133	2,245,776	*	1,348

* No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo no comparable.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2019-2018 y 2020-2019.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	7.33	1.84	5.63	2.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	15.68	10.46	11.97	3.62	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.69	4.72	7.34	0.40	CFE
	Turbogas	5.69	6.87	3.96	4.40	NERC

- Indisponibilidad por Decremento

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	2.66	1.44	1.91	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	3.09	3.50	3.71	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrica	NA	NA	NA	NA	NA
	Turbogas	7.46	4.43	1.97	0.29	Euroelectric

- **Indisponibilidad por Falla + Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla más Decremento (%)	Ciclo Combinado	9.99	3.28	7.54	2.98	Euroelectric
	Vapor Convencional	18.77	13.96	15.68	5.70	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.69	4.72	7.34	0.40	CFE
	Turbogas	13.15	11.3	5.93	4.69	NERC / Euroelectric

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el “Availability of Thermal Power Plants”

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación I y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Durante el año 2020, la EPS CFE Generación I logró un ejercicio del 100% del presupuesto autorizado asociado a los mantenimientos de las unidades generadoras, mejorando con respecto al año 2019, entre otros, los indicadores de Capacidad Neta Efectiva, Régimen Térmico Neto, Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables, Indisponibilidad por Decremento y Capacidad Mantenida; sin embargo, pese a la planeación y asignación de los recursos de acuerdo con las prioridades en el despacho y la rentabilidad de las Centrales, se presentaron impactos que llevaron a la EPS CFE Generación I al incumplimiento en algunos de sus indicadores con respecto a los resultados del año 2019 y contra las metas establecidas del 2020, dentro de los cuales se destacan principalmente:

- Indisponibilidad por Falla más Decremento:
 - C.T. Francisco Pérez Ríos Unidad 5 por fallas recurrentes en el generador de vapor.
 - C.T. Valle de México Unidad 2 por fallas recurrentes en internos del generador de vapor y por decremento a 72 MW por falla en el sistema de condensado; así como, Unidad 1 por decremento derivado de atoramiento de válvulas de control de turbina. unidades que presentan obsolescencia y sin asignación de recursos derivado de las restricciones presupuestales, toda vez que están consideradas para su baja con la entrada del Proyecto 298 C.C. Valle de México II.
 - C.C.C. Valle de México Unidad 4 por falla en el sistema de enfriamiento de hidrógeno en el generador eléctrico y por altos parámetros dinámicos del turbogruppo; así como, decrementada a 210 MW por altas vibraciones en el turbogruppo.
 - C.C.C. El Sauz por falla en el sistema de excitación durante el arranque de la Unidad 4, dejando indisponible el Paquete 3.
 - C.H. Infiernillo por falla en buses conllevando a la sustitución del cable de potencia de la Unidad 5, falla iniciada a finales del mes de diciembre de 2019.
 - C.H. Colotlipa Unidad 4 por falla debido a ruptura en válvula de alivio en turbina.
- ENOG por mantenimiento extendido:

- C.T. Francisco Pérez Ríos Unidad 3 por mantenimiento iniciado en septiembre de 2019 y considerado como extendido en los trabajos realizados en el año 2020; así como, la Unidad 4 por retrasos en los trabajos ocasionados por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- Región de Generación Valle de México derivado de falta de asignación presupuestal, retrasos en el proceso de adquisición de refaccionamiento por parte de la Gerencia de Abastecimientos y retrasos en la entrega de materiales ocasionados por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) para la rehabilitación de los compresores de gas en las Centrales Turbogas de Coapa, Magdalena, Ecatepec e Iztapalapa.
- C.C.C. Tula unidades 1 y 2 por considerarse en mantenimiento extendido en tanto se consolidaba su proceso de baja de capacidad por la entrada del proyecto 311 RM C.C.C. Tula Paquete 1 y 2.

10. Principales proyectos de infraestructura en el año 2020

- Proyectos de Construcción en proceso o concluido.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
Proyecto 264 Ciclo Combinado Centro I	580	Construcción de un Paquete de Ciclo Combinado de 656.006 MW de capacidad de generación bruta y con 642.33 MW de capacidad de generación neta
Proyecto 298 Ciclo Combinado Valle de México II	425	Construcción de un Paquete Ciclo Combinado de 629.105 MW de capacidad de generación bruta
Total	1,005	

- Proyectos indicativos

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CCC 347 Salamanca	11,776.83	Construcción de un Ciclo Combinado de 837 MW de capacidad de generación bruta.
CC Tula II Fase I	6,411.73	Construcción de un Ciclo Combinado de 403 MW de capacidad de generación bruta.
CC El Sauz II	6,596.66	Construcción de un Ciclo Combinado de 408 MW de capacidad de generación bruta.
CC Valle de México III	6,628.56	Construcción de un Ciclo Combinado de 397 MW de capacidad de generación bruta.
Total	31,413.78	

- Proyectos de Rehabilitación en proceso o concluidos

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdd)	Objetivo
Proyecto RM 311 Ciclo Combinado Tula Paquetes 1 y 2	324	Instalación de una Central de Ciclo Combinado con un arreglo de dos paquetes de Ciclo Combinado de 275 MW para un total de 550 MW de capacidad neta
Total	324	

11. Programa de mantenimientos ejecutados

En el año se ejecutaron proyectos de mantenimiento en 30 centrales, aplicando una inversión conjunta de 2,324.7 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 280.6 MW.

12. Actividades del Consejo de Administración

Consejo de Administración CFE Generación I			
No.	Sesión	Fecha	Seguimiento de acuerdos
1	Primera sesión ordinaria	24 enero 2017	CA-GI-01/2017 al CA-GI-09/2017
2	Segunda sesión ordinaria	14 marzo 2017	CA-GI-10/2017 al CA-GI-13/2017
3	Tercera sesión ordinaria	05 julio 2017	CA-GI-14/2017 al CA-GI-19/2017
4	Cuarta sesión ordinaria	02 octubre 2017	CA-GI-20/2017 al CA-GI-24/2017
5	Quinta sesión ordinaria	13 marzo 2018	CA-GI-25/2017 al CA-GI-37/2018
6	Sexta sesión ordinaria	07 junio 2018	CA-GI-38/2017 al CA-GI-44/2018
7	Séptima sesión ordinaria	21 septiembre 2018	CA-GI-45/2017 al CA-GI-55/2018
8	Octava sesión extraordinaria	04 junio 2019	CA-GI-56/2017 al CA-GI-73/2019
9	Novena sesión Ordinaria	06 noviembre 2019	CA-GI-74/2017 al CA-GI-90/2019
10	Décima sesión Extraordinaria	03 diciembre 2019	CA-GI-91/2019 al CA-GI-92/2019
11	Décimo Primera sesión Ordinaria	02 abril 2020	CA-GI-93/2019 al CA-GI-104/2020
12	Décimo Segunda sesión Ordinaria	27 agosto 2020	CA-GI-105/2017 al CA-GI-111/2019

13. Fotos de la infraestructura



Central Hidroeléctrica Ing. Carlos Ramírez Ulloa



Central Hidroeléctrica Infiernillo



Central Cogeneración Salamanca



Central Termoeléctrica Francisco Pérez Ríos



Central Ciclo Combinado San Lorenzo

CFE Generación II

1. Objetivos de la EPS CFE Generación II

Estratégicos

- Crear valor económico para la nación, cumpliendo con el mandato de ser una Empresa Productiva del Estado.
- Optimizar los activos de generación, mediante la correcta administración del portafolio de Centrales eléctricas asignadas.

Financieros

- 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.
- Lograr un EBITDA favorable.

Iniciativas

- Optimizar el parque de generación mediante la correcta aplicación de los recursos.
- Promover la optimización del Contrato Legado para disminuir el riesgo por el incumplimiento de compromisos adquiridos.
- Mejorar la viabilidad financiera de los mantenimientos, mediante procesos de licitación con contratos, que permitan obtener los mejores precios, servicios y términos para la EPS.
- Garantizar ingresos para las Centrales que estén fuera del Contrato Legado, comercializando la energía, potencia y CEL's disponibles, mediante contratos bilaterales.

2. Resumen ejecutivo

Principales Logros

- **Habilitación de consumo dual de combustibles en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco).**

De acuerdo con lo establecido en el Plan Nacional de Desarrollo, en su apartado "Rescate del Sector Energético" y con la finalidad de fomentar una mayor integración nacional del sector a través de sus Empresas Productivas del Estado, se planteó la alternativa de diversificar la matriz energética, aprovechando las plantas duales, como el caso de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), sustituyendo el combustible importado para algunas de sus unidades, lo que contribuye a la soberanía energética planteada en el Programa Sectorial de Energía 2020-2024, que establece, entre varias estrategias, reducir la importación de combustibles, aumentando el aprovechamiento de los recursos nacionales.

Por lo antes expuesto, la Central generadora realizó trabajos de rehabilitación de la infraestructura existente en cuatro unidades entrando en operación el 7 de diciembre de 2020.

- **Aceptación de la operación comercial a la Unidad 18 de la C.G. Los Azufres**

Con fecha del 18 de diciembre de 2020, la Gerencia de Control Regional Occidental de CENACE, emitió la Declaratoria de entrada en operación comercial del Proyecto de interconexión Azufres III, Fase II (Unidad 18) de esta EPS CFE Generación II. Por lo antes mencionado, la Unidad 18 se considera a partir de dicha fecha como habilitada y lista para el control operativo dentro del Mercado Eléctrico Mayorista en la modalidad de generador.

- **Superar los pronósticos de resultados financieros**

A pesar de las condiciones de mercado tan especiales que se presentaron en el país derivado de la contingencia sanitaria, se logró tener resultados financieros positivos, mejorando, en gran medida, los pronósticos que se tenían a inicio del ejercicio 2020.

Áreas de oportunidad

- **Pérdida de Talento**

En 2020 se registró un menoscabo de capital humano, debido a la pérdida de personal clave por jubilaciones y a la limitación del alcance de los programas de capacitación, por cancelación de cursos presenciales ante la contingencia sanitaria.

- **Retraso y extensiones en la ejecución del programa de mantenimientos**

En el ejercicio, se presentaron reprogramaciones y tiempos mayores de ejecución al programa original de mantenimiento derivado principalmente a la entrega tardía de materiales por parte de los proveedores y falta de personal a consecuencia de las restricciones de la contingencia sanitaria lo que originó mayores tiempos de indisponibilidad en algunas unidades.

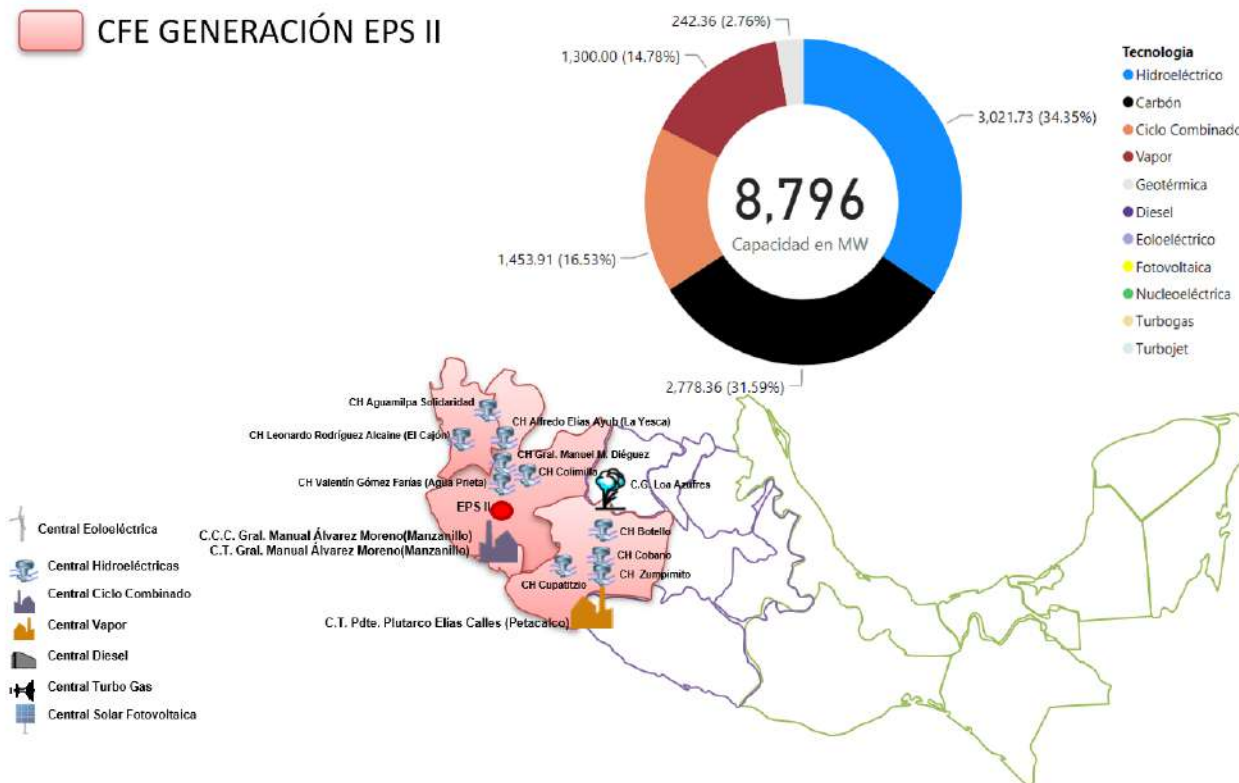
- **Limitación de oferta de generación de energía eléctrica en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles**

Durante el último trimestre del 2020, repercutió la indisponibilidad y decremento de las capacidades de oferta de las unidades de carbón de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles.

3. Escenario tecnológico del año 2020

Portafolio 2020

CFE GENERACIÓN EPS II



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación II en el año 2020.

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	1*	8	1,453.908
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo		4	1,300
Hidroeléctrica	Agua	18	40	3,021.73
Carboeléctrica	Carbón / Combustóleo	1	7	2,778.36
Geotermoeléctrica	Vapor Geotérmico	1	8	242.36
Total		21	67	8,796.3

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

- Las tecnologías de Ciclo Combinado y Vapor Convencional están instaladas dentro de la CT. Gral. Manuel Álvarez Moreno.

La EPS CFE Generación II inició el año 2020 con un cambio de portafolio de Centrales generadoras de acuerdo con la reasignación de activos de la CFE, lo que resultó en un incremento de la capacidad instalada del 3.2%, pasando de 8,520 MW con 29 Centrales en el 2019 a 8,796 MW con 21 Centrales de generación en el 2020.

4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual; así mismo, se considera la generación de la energía de las unidades de puesta en servicio en ambos años. (Ver datos mensuales en Anexo Estadístico: [Tabla 6.- CFE Generación II - Generación Bruta y Neta 2019-2020](#))

La principal causa de desviación fue la atípica disminución en la demanda de energía eléctrica en el país, debido a la extensión de la actual contingencia sanitaria que ha desacelerado algunos procesos productivos y de turismo.

Este efecto se materializó principalmente en el bajo despacho de las Centrales, las cuales, no obstante, en su mayoría se han encontrado disponibles para generar; no fueron requeridas por el CENACE acorde a lo originalmente pronosticado, el despacho, a responsabilidad del CENACE, obedece criterios financieros, técnicos y de confiabilidad.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

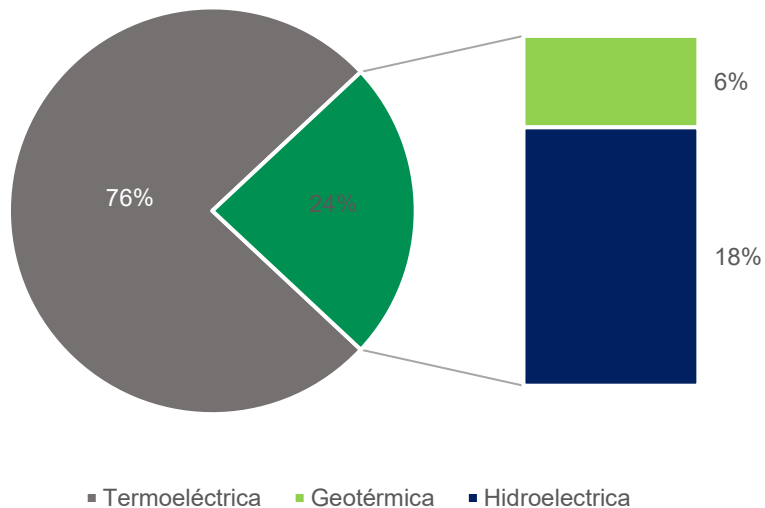
Los consumos de energéticos primarios que más disminuyeron en el año 2020 comparándolo con el 2019, fueron el carbón y el gas natural por lo que, aunado a la disminución de la demanda, durante el último trimestre repercutió la indisponibilidad y el decremento de las capacidades de oferta de las unidades carboeléctricas de la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco), así como el bajo despacho de las unidades de vapor convencional (gas natural) derivado de los bajos precios marginales que se presentaron durante el año.

En el proceso hidroeléctrico, también influyó la baja demanda del Sistema Eléctrico Nacional, modificando la estrategia del CENACE en el manejo de los niveles de presas permitiendo concluir el ejercicio con niveles superiores a lo originalmente planeado. (Datos mensuales ver en Anexo Estadístico: [Tabla 7.- Utilización de fuentes primarias CFE Generación II](#))

6. Participación de energías limpias en la generación anual

La EPS CFE Generación II contribuyó al Mercado de Energía Eléctrica con 5,451 GWh de generación neta con tecnologías limpias (Hidroeléctrica y Geotermoeléctrica), lo que equivale a un 24% del total de la generación entregada por la EPS durante el año 2020.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	15.46	13.8	17.99	29.15	28.66	24.07	30.39	30.15	24.34	22.62	23.2	25.05	24
Geotermoeléctrica													



Energías Limpias EPS CFE Generación II por tipo de tecnología

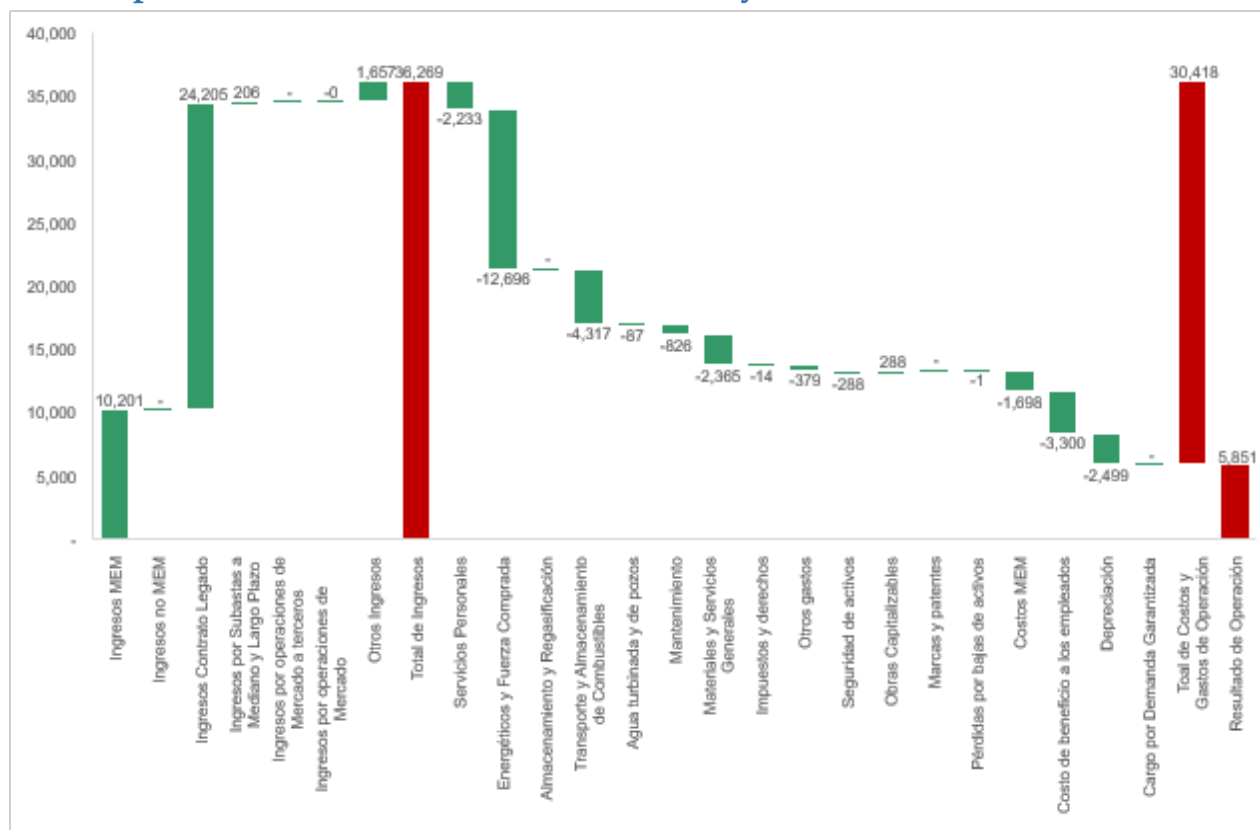
Con esta generación de energías limpias, durante el año 2020, se evitaron 3,892,979 de toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Operaciones con Certificados de Energía Limpia (CEL's)

Con el cambio de portafolio de enero de 2020, la C.G. Los Azufres pasó a formar parte del portafolio de la EPS CFE Generación II, por lo que a partir de esa fecha se han realizado acercamientos y acciones ante la CRE para la acreditación de los CEL's pendientes de las unidades 17 y 18, continuando con el trámite iniciado por la EPS CFE Generación VI, para estar en condiciones de honrar los certificados comprometidos en la Subasta de Largo Plazo y Contrato Legado, ambos celebrados con el Suministrador de Servicio Básico.

Al término del año 2020, este trámite se mantiene a la espera de la autorización por parte de la SENER a la CRE, se continuarán las gestiones en el 2021.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación II⁴

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

En el año 2020, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado y el Mercado Eléctrico Mayorista para el Suministro Básico, representando el 66.7% y 28.1% respectivamente del total de ingreso de la EPS CFE Generación II. Adicionalmente, la C.G. Los Azufres, por ser ganadora de una Subasta a Largo Plazo, obtuvo ingresos por 206 mdp durante el año 2020.

8. Tablero de principales indicadores financieros

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos). El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Ver datos mensuales en Anexo Estadístico: *Tabla 8.- CFE Generación II - Principales Indicadores Financieros 2019-2020*

⁴ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

• Resultado de Operación (RO)

La EPS CFE Generación II presenta un resultado de operación de 5,851 mdp contra un pronóstico establecido de -6,066 mdp logrando un cumplimiento de 332.7%.

Este resultado fue influido por una baja aplicación de la opción de compra del Contrato Legado originado por el desplome generalizado de los PML's permitiendo a las Centrales generadoras comercializar su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), obteniendo el rendimiento de estas transacciones y además recibir el ingreso fijo por pago por potencia del Contrato Legado.

• Ingresos

El Indicador presenta una disminución de ingresos de 742 mdp contra lo programado derivado de la disminución de más del 26% en la venta de energía eléctrica originado por la baja demanda del Sistema Eléctrico Nacional en el año 2020.

• Gastos y Costos

Este indicador se vio favorecido en 12,658 mdp por la disminución en la generación de energía eléctrica, en especial porque las tecnologías menos despachadas fueron las menos eficientes (vapor y carboeléctrica) siendo así menor el consumo de los combustibles menos competitivos, centrando la satisfacción de la demanda en energías limpias y Ciclo Combinado que presentan los costos variables más bajos del portafolio de la EPS CFE Generación II.

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)
- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)
- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Indisponibilidad por Falla (%)
- Indisponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

Indicador	2019												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
Capacidad Neta (MW)	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,369	8,373	8,369
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	2,672	2,892	2,991	3,069	3,134	3,472	3,374	3,743	2,848	2,591	1,720	1,936	34,443
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ/kWh)	10,280	10,364	10,581	10,161	10,252	10,469	10,368	10,358	10,679	10,649	11,210	10,556	10,463

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Factor de Planta (%)	43	52	48	51	50	58	54	60	48	42	29	31	47
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	12	15	19	24	22	29	18	16	15	13	18	14	18
Indisponibilidad por Falla (%)	3.6	3.5	2.8	2.1	2.7	3.2	2.2	2.5	4.7	2.4	7.3	5.8	3.6
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.1	2.0	1.9	1.6	2.1	3.5	3.5	2.9	3.0	3.7	3.7	1.8	2.6
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	5	4	15	6	10	7	6	2	0	6	13	10	84
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	799	794	1,632	531	808	719	6	356	0	53	687	952	7,337
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	191.5	-	-	444.2	2.0	502.0	-	-	-	-	359.8	61.1	1,560.6

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	8,435	8,435	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,450	8,447
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,973	2,060	1,962	1,808	2,149	2,231	2,307	2,484	1,898	1,574	1,280	1,050	22,776
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	10,439	10,371	10,494	10,532	10,443	10,188	10,819	10,021	10,562	11,357	10,809	10,726	10,523
Factor de Planta (%)	32	35	31	30	34	37	37	40	31	26	21	17	31
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	15	14	18	29	29	24	30	30	24	23	23	25	24
Indisponibilidad por Falla (%)	4.9	1.3	0.9	4.2	1.2	0.8	3.5	6.9	6.7	4.8	10.8	12.7	4.9
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.6	2.4	1.2	1.0	0.8	0.7	2.8	5.4	4.2	7.7	3.8	1.7	2.8
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	0	3	13	5	5	10	3	1	6	8	9	7	70
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	0	745	2,557	1,070	19	356	15	0	31	67	633	1,482	6,975
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	-	3.9	0.3	21.1	0.1	9.6	4.7	1.4	36.1	40.6	18.2	95.1	230.9

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	66	66	81	81	81	81	81	81	81	81	81	77	78
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-699	-832	-1,029	-1,261	-985	-1,241	-1,067	-1,259	-950	-1,017	-440	-886	-11,667
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	159	7	-87	371	191	-281	451	-337	-116	708	-402	170	61
Factor de Planta (%)	-12	-16	-17	-21	-16	-21	-17	-21	-16	-16	-7	-14	-16
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	4	-1	-1	5	7	-5	13	14	9	10	6	11	6
Indisponibilidad por Falla (%)	1.4	-2.2	-2.0	2.1	-1.5	-2.5	1.2	4.4	2.0	2.4	3.5	6.9	1.3
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.5	0.4	-0.7	-0.6	-1.4	-2.7	-0.7	2.5	1.2	4.0	0.1	-0.1	0.2
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	-5	-1	-2	-1	-5	3	-3	-1	6	2	-4	-3	-14
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	-799	-49	925	539	-789	-363	9	-356	31	14	-54	530	-7,337
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	-191.5	3.9	0.3	-423.1	-1.9	-492.4	4.7	1.4	36.1	40.6	-341.6	34.0	-1,329.6

Valores mensuales no acumulados.

Generación Neta Incluye energía de unidades en puesta en servicio.

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la EPS CFE Generación II

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta (MW)	8,369	8,369	8,447	0	1
2. Generación Neta (GWh)	38,396	34,443	22,776	-10	-34
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	10,302	10,463	10,523	2	1
4. Factor de Planta (%)	52	47	31	-5 (pp)	-16 (pp)
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	20	18	24	-2 (pp)	6 (pp)
6. Indisponibilidad por Falla (%)	3.8	3.6	4.9	-0.2 (pp)	1.3 (pp)

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	2.1	2.6	2.8	0.5 (pp)	0.2 (pp)
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	*	70	*	*
9. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	*	*	6,975	*	*
10. ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	*	*	230,921	*	*

* No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo no comparable.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2019-2018 y 2020-2019.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Como se puede observar los indicadores que presentaron una disminución en el año 2020 contra los resultados del 2019 fueron principalmente la Generación Neta y el Factor de Planta, ambos influenciados por la disminución en la demanda de energía eléctrica en el país, derivado de la extensión de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), que desaceleró algunos procesos productivos, industriales y de turismo.

Este efecto se materializó principalmente, en el bajo despacho de las Centrales termoeléctricas, menos competitivas, las cuales, no obstante que se han encontrado disponibles para generar, no fueron requeridas por el CENACE acorde a lo originalmente pronosticado, dicho despacho, a responsabilidad del CENACE, obedece criterios financieros, técnicos y de confiabilidad.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- **Indisponibilidad por Falla**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Falla (%)	C. Combinado	1.5	1.1	10.3	2.5 ²
	Vapor C.	3.4	2.8	11.1	3.62 ²
	Carbón	7.5	7.1	4.1	4.12 ¹
	Geotérmica	7.7	3.9	6.2	3.86 ³
	Hidroeléctrico	0.7	0.4	0.2	0.4 ³

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación II y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Las tecnologías que presentan las principales desviaciones contra su meta son Ciclo Combinado y Vapor Convencional originado principalmente por el Módulo II de la C.C.C. Gral. Manuel Álvarez Moreno por la indisponibilidad de la turbina de vapor de baja presión de la Unidad 5. Para el caso de la tecnología de Vapor la Unidad que más afecto a este indicador fue la Unidad 12 de la C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno derivado de falla en el transformador de arranque.

- **Indisponibilidad por Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Decremento (%)	C. Combinado	0.9	1.9	1.8	0.5 ²
	Vapor C.	7.6	6.4	3.9	2.1 ²
	Carbón	3.4	3.8	5.3	2.1 ¹
	Geotérmica	10.4	5.7	7.9	2.7 ³

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"
CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación II y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados/Sistema Informático Auditable Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Las tecnologías que presentan las principales desviaciones contra su meta son la Geotermoeléctrica y la Carboeléctrica originado principalmente por el decremento en la Unidad 7 de la C.G. Los Azufres por la pérdida de eficiencia del condensador principal y la Unidad 17 de la misma Central debido a incrementos de temperatura de la fase de entrada al interruptor de máquina, así mismo en la C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (carbón) los eventos principales de decremento fueron la indisponibilidad del motor del ventilador de tiro inducido de la Unidad 7, así como, problemática en los calentadores de alta presión 6 y 7 de la Unidad 1.

10. Principales proyectos de infraestructura en el año 2020

- Proyectos de Construcción en proceso o concluidos

Proyecto 327 C.G. Los Azufres III Fase 2

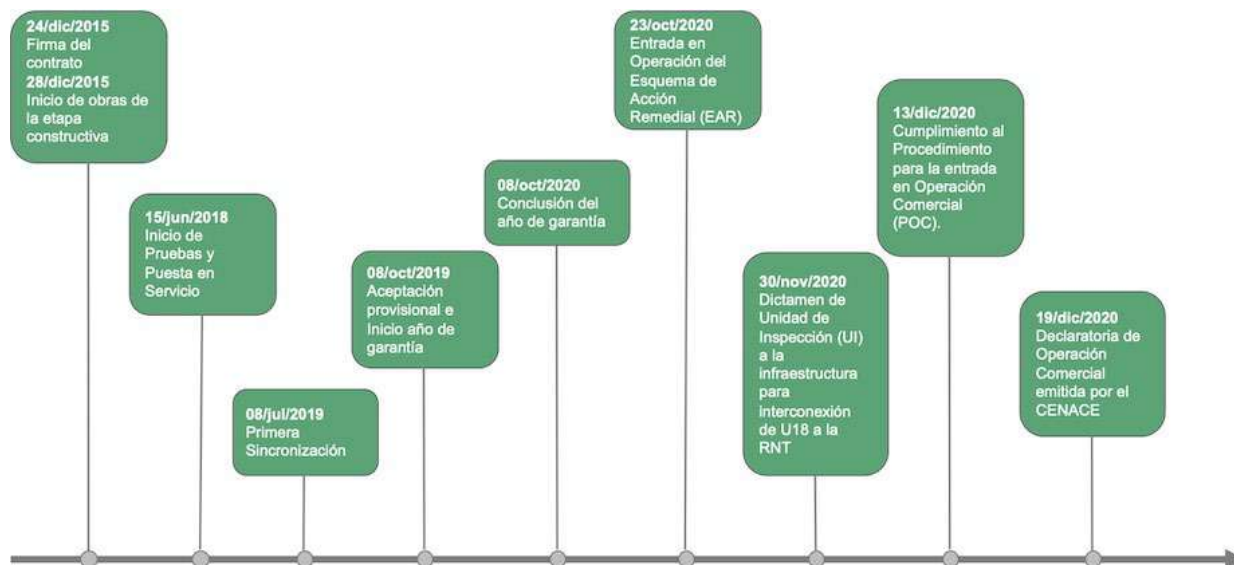
Este proyecto tuvo como objetivo contribuir como fuente de energía renovable para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el área occidente del país por medio de la Unidad 18 de 25 MW netos de capacidad garantizados, que incluyó la ingeniería, construcción, suministro de equipos y de materiales, partes de repuesto y herramientas especiales, todas las pruebas de puesta en servicio, fletes, seguros, aranceles, manejo, aduanal, capacitación, y la subestación eléctrica elevadora de 13.8 a 115 kV.

El contrato fue formalizado el 24 de diciembre de 2015, con la contratista TSK Electrónica y Electricidad S. A., por un monto de 51,285,000 dólares (cincuenta y un millones doscientos ochenta y cinco mil dólares).

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Proyecto 327 C.G, Los Azufres III Fase 2	1,026	Contribuir con 25 MW de Energía Renovable para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el área occidente del país
Total	1,026	

Se considera una tasa de cambio de 20 pesos por dólar.

Línea de tiempo del proyecto.



11. Programa de mantenimientos ejecutados

En 2020 se ejecutaron proyectos de mantenimiento a unidades de generación en 23 centrales, con una inversión conjunta por 905 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 242.2 MW.

12. Actividades del Consejo de Administración

Durante el año 2020 se llevaron a cabo tres sesiones por parte del Consejo de Administración de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II, en las cuales se desahogaron diversos temas, emitiendo acuerdos dentro de cada una de ellas, siendo principalmente:

- Décima Primera Sesión Ordinaria** de fecha 02 de abril de 2020, en la cual se aprobó el orden del día establecido para la misma, así mismo se aprobaron las actas levantadas con motivo de la celebración de la Novena y Décima Sesiones celebradas con fechas 21 de noviembre y 03 de diciembre de 2019, de igual forma se tomó conocimiento de la designación del C.P. Miguel Ángel Álvarez Flores como Consejero de Gobierno Federal y del seguimiento de los acuerdos tomados en todas y cada una de las sesiones celebradas con anterioridad, se aprobó el informe del estado actual que guardaba a febrero de 2020 la CFE Generación II, se tomó conocimiento del proyecto de inversión “Ciclo Combinado Guadalajara I”, aprobando que este fuera incluido en el Mecanismo de Planeación de la CFE e instruyendo a la administración de la EPS, llevar a cabo las gestiones y actividades corporativas necesarias para someter el proyecto a la aprobación de las instancias corporativas competentes de la CFE.

Por otra parte, dentro de dicha sesión se aprobaron las modificaciones que se propusieron realizar al Estatuto Orgánico de la EPS, instruyendo a la administración de la misma llevar a cabo las gestiones necesarias para su publicación en el Diario Oficial de la Federación, así mismo se aprobaron los Programas de Trabajo del Sistema de Control Interno, Operativo y Financiero para el año 2020, tomando conocimiento del presupuesto y

calendario de gasto para esa anualidad, tomando conocimiento de igual forma de los Estados Financieros preliminares no dictaminados y del Informe Anual de labores y autoevaluación de desempeño del Comité de Auditoría, ambos correspondientes al año 2019.

- **Décimo Segunda Sesión Extraordinaria** de fecha 04 de junio de 2020, se aprobó el orden del día establecido para la misma, consistente en que los consejeros tomaran conocimiento del proyecto de inversión denominado “CCC Manzanillo III”, mismo que se aprobó para que fuera incluido en el Mecanismo de Planeación de la CFE, instruyendo a la administración de CFE Generación II, para que lleve a cabo las gestiones y actividades corporativas.
- **Décimo Tercera Sesión Ordinaria** de fecha 28 de agosto de 2020, se aprobó el orden del día establecido para la misma, en la cual se encontraban como temas a desahogar la aprobación de las actas levantadas con motivo de la celebración de la Décimo Primera y Décimo Segunda Sesiones celebradas con fechas 02 de abril y 04 de junio de 2020, tomando conocimiento del seguimiento de los acuerdos emitidos con anterioridad, así mismo, se aprobó por parte de los integrantes del Consejo de Administración el Informe del estado que guardaba la EPS a junio de 2020, se autorizó a la administración de la EPS para que presentara el portafolio de proyectos de mantenimiento a las áreas competentes del Corporativo de la CFE, lo anterior para su integración al Mecanismo de Planeación 2020-2024, instruyendo que se continuara la gestión de dichos proyectos hasta su aprobación final por la instancia correspondiente, tomando en consideración la disponibilidad presupuestal y la factibilidad financiera para su aprobación individual y realización.

Así mismo, se aprobaron los Estados Financieros dictaminados y el Informe Anual, ambos de la EPS CFE Generación II correspondientes al año 2019, así como el Anteproyecto de Presupuesto para el ejercicio 2021, se tomó conocimiento de los Estados Financieros preliminares y del Informe de labores del Comité de Auditoría, ambos del primer semestre de 2020.

13. Fotos de la infraestructura



Central Termoeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)



Complejo Termoeléctrica Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo)



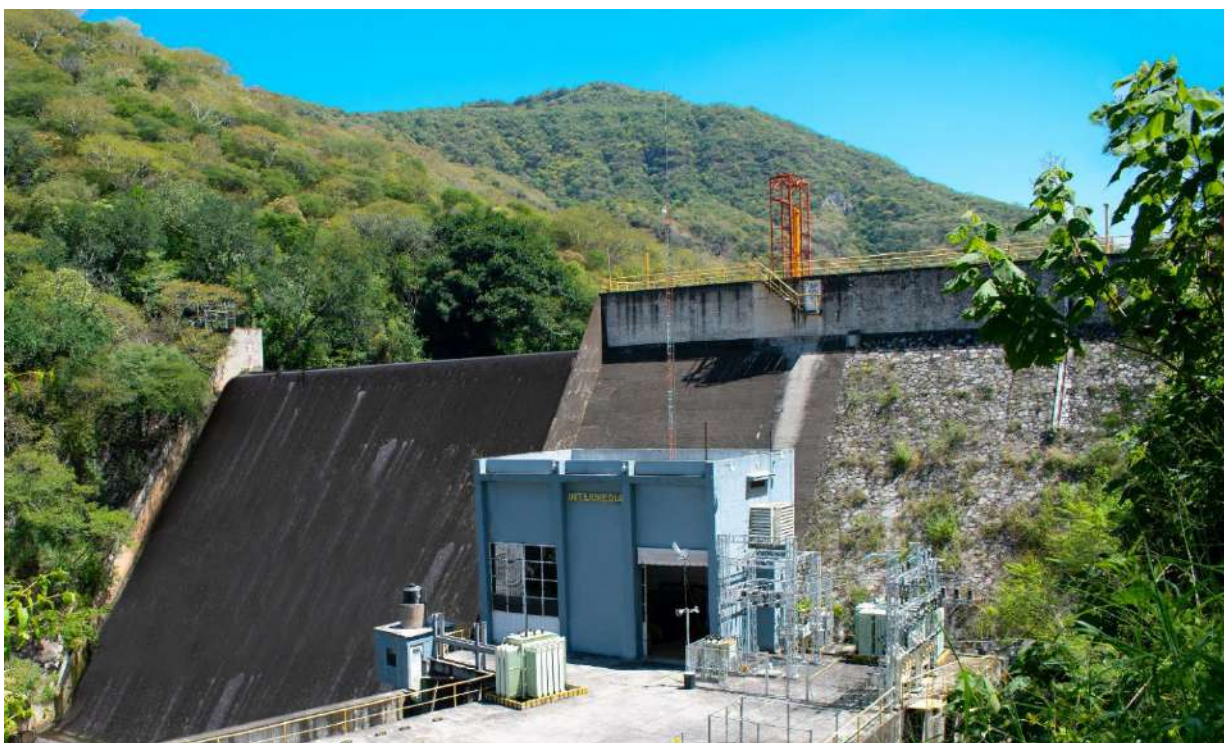
Central Geotermoelectrica Los Azufres



Central Hidroeléctrica Aguamilpa Solidaridad



Central Hidroeléctrica Ing. Alfredo Elías Ayub (La Yesca)



Central Hidroeléctrica Luis M. Rojas (Intermedia)

CFE Generación III

1. Objetivo de la EPS CFE Generación III

- La EPS CFE Generación III tiene por objeto 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.
- La EPS CFE Generación III, actúa bajo principios de transparencia, honestidad, eficiencia, equidad y responsabilidad social para ser una Empresa Productiva y sustentable.
- Crear valor económico a la Nación cumpliendo el mandato de ser una Empresa Productiva Subsidiaria, reduciendo los costos de operación.
- Administrar correctamente los portafolios de las Centrales eléctricas, considerando la optimización de los siguientes elementos clave: Capacidad, Inversión y Operación.
- Maximizar los márgenes de utilidad con el posicionamiento de sus productos y servicios.
- Mantener un resultado positivo que permita generar los recursos financieros necesarios para su operación, mantenimiento e inversión, medido por el indicador de generación de caja EBITDA.

Resultado de indicadores estratégicos

En el año 2020, la empresa orientó los aspectos estratégicos de su gestión basados en el siguiente tablero de indicadores:

Indicador / Resultado	Unidad	2019 Real	2020	
			Meta	Real
1. Disponibilidad Propia (DP)	%	80.96	85.89	88.17
2. Indisponibilidad Falla + Decremento	%	10.35	5.98	3.06
3. Costo Anualizado por Capacidad Efectiva ⁽¹⁾	\$/kW _{ef}	460.16	1,884.49	1,754.19
4. Tasa de Accidentes	No.	0.499	0.00	0.042
5. Tasa de días perdidos	No.	19.346	5.45	16.254
6. Reemplazo	%	77.71	76.41	78.58
7. Régimen Térmico Bruto	kJ/kWh	11,738.45	10,458.77	10,458.77
8. Potencia Ofertada al Mercado	MW	4,440.80	5,584.07	5,021.85

⁽¹⁾ Datos obtenidos del SIACIG. Cifras con extracción al 10 de enero de 2021.

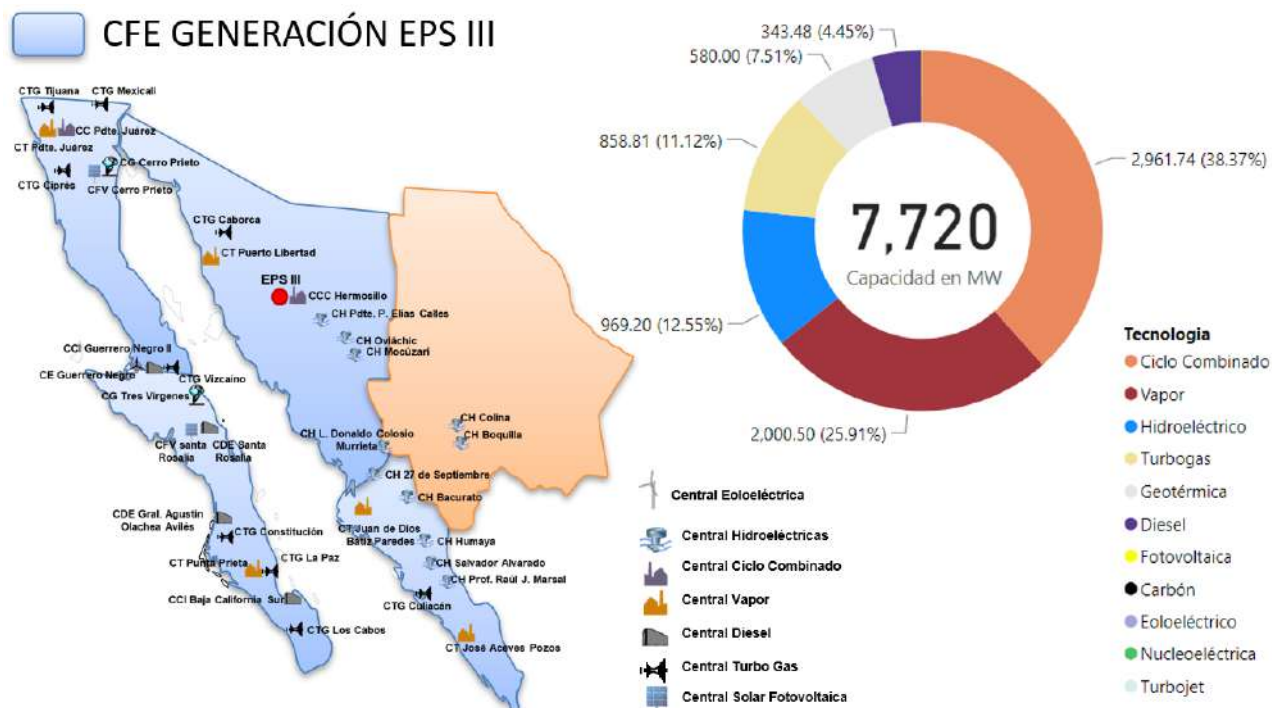
2. Resumen ejecutivo

En el período de enero a diciembre de 2020, se llevaron a cabo importantes actividades, entre las principales, se encuentran las siguientes:

- El 25 de noviembre de 2019, se publica 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, efectivo a partir del 01 de enero de 2020, en donde se asigna a la EPS CFE Generación III, 38 Centrales Generadoras con presencia en los estados de Baja California, Baja California Sur, Sonora, Sinaloa y Chihuahua, lo cual facilitará por su cercanía a la Sede de la EPS las actividades de supervisión de las mismas.
- Entre las actividades relevantes que llevó a cabo la EPS, destacan las operaciones de transferencias de activos para la integración de su nuevo portafolio de generación en atención de 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*, derivado de estas operaciones entre las EPS's de Generación y la CFE Corporativo, por parte de la EPS CFE Generación III se cedieron activos por 94,596 mdp y se recibieron activos por 58,198 mdp.
- En cumplimiento al mandato Presidencial de fortalecer el Sistema Eléctrico en el estado de Baja California Sur y atendiendo la problemática social por cortes de energía, la CFE desarrolló un proyecto para la Instalación de 2 unidades de Generación Móviles Aeroderivadas en la Central de Combustión Interna Baja California Sur (Turbogas Baja California Sur) y 2 más en la Central Termoeléctrica Punta Prieta (Turbogas La Paz), aumentando la aportación de energía al Sistema Eléctrico en 113.2 MW.
- Durante el período enero a diciembre de 2020, se ejecutaron 120 mantenimientos, lo que coadyuva a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia del proceso de generación. Se logró la recuperación de 280 MW de Capacidad Efectiva como resultado del programa de mantenimiento.
- La EPS CFE Generación III fue seleccionada por 3er año consecutivo como la mejor Empresa Productiva Subsidiaria de Generación, por tener el mejor desempeño en sus indicadores anuales.

3. Escenario tecnológico del año 2020

Portafolio 2020



Mapa de Centrales eléctricas pertenecientes a la EPS CFE Generación III en el año 2020.
Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Escenario Tecnológico a diciembre de 2020

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	4	15	2,961.736
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	6	16	2,000.5
Hidroeléctrica	Agua	11	24	969.2
Turbogas	Diésel	9	20	858.81
Combustión Interna	Diésel	4	17	343.481
Geotérmica	Vapor Geotérmico	2	11	580
Solar Fotovoltaica	Sol	2	2	6
Total		38	105	7,719.73

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación III
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Derivado de la reasignación de activos en el año 2020, se transfirieron 11 Centrales y se recibieron 25 de otras EPS's de Generación, disminuyendo la Capacidad Efectiva de 8,368.08 MW (2019) a 7,719.73 MW (2020), la EPS CFE Generación III, cuenta con 38 Centrales y 105 unidades de

generación, distribuidas en 5 Estados de la República Mexicana, con sede en Hermosillo, Sonora; para la supervisión operativa cuenta con la Subgerencia de Producción Termoeléctrica Norpacífico y Baja California, con sede en Hermosillo, Sonora y Mexicali, Baja California respectivamente; además de la Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Noroeste con sede en Hermosillo, Sonora.

4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

En el año 2020, se generaron 2,856 GWh adicionales con respecto al año 2019. El proceso con mayor aportación fue el proceso Ciclo Combinado, debido a las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme. (Ver datos mensuales en Anexo Estadístico: *Tabla 9.- CFE Generación III - Generación Bruta y Neta 2019 – 2020*)

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual; así mismo, se consideran la generación de energía de las unidades de puesta en servicio en ambos años.

En el año 2020, se generaron 2,995 GWh adicionales con respecto al año 2019. El proceso con mayor aportación fue el proceso Ciclo Combinado, debido a las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

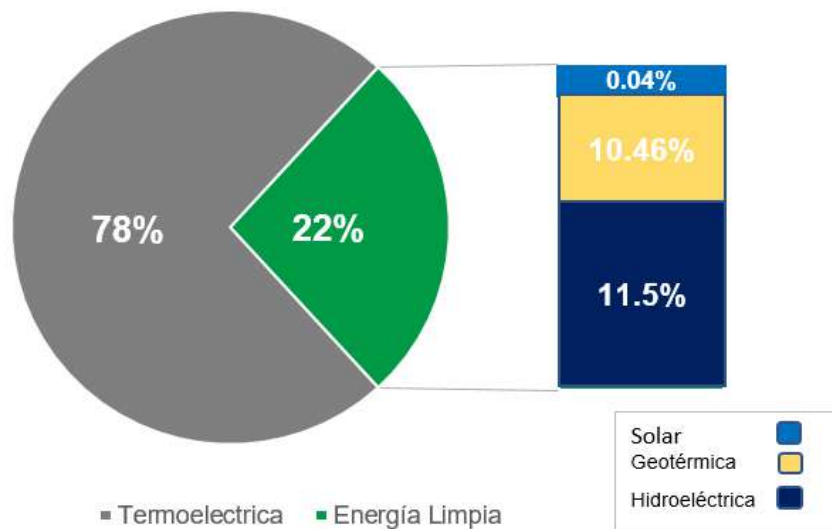
En el año 2020 se consumieron 24.3 TJ adicionales derivado del consumo de Gas natural por las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme a finales del 2019. Ver datos mensuales: *Tabla 10.- CFE Generación III: Utilización de fuentes primarias 2019-2020*)

6. Participación de energías limpias en la generación anual

La EPS CFE Generación III cuenta con diversas tecnologías de energías limpias: 11 Centrales Hidroeléctricas, 2 Centrales Fotovoltaicas y 2 Centrales Geotérmicas, representando el 19.8% de la Capacidad Efectiva total y aportando en 2020 el 22% de la Generación Neta total.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica													
Geotermoeléctrica	27	27	31	30	24	19	16	14	13	16	27.4	26.2	22
Solar													

Las Centrales C.G. Cerro Prieto, C.H. Luis Donaldo Colosio, C.H. Plutarco Elías Calles y C.H. 27 de Septiembre generan el 79% del total de la generación neta de energías limpias de la EPS.



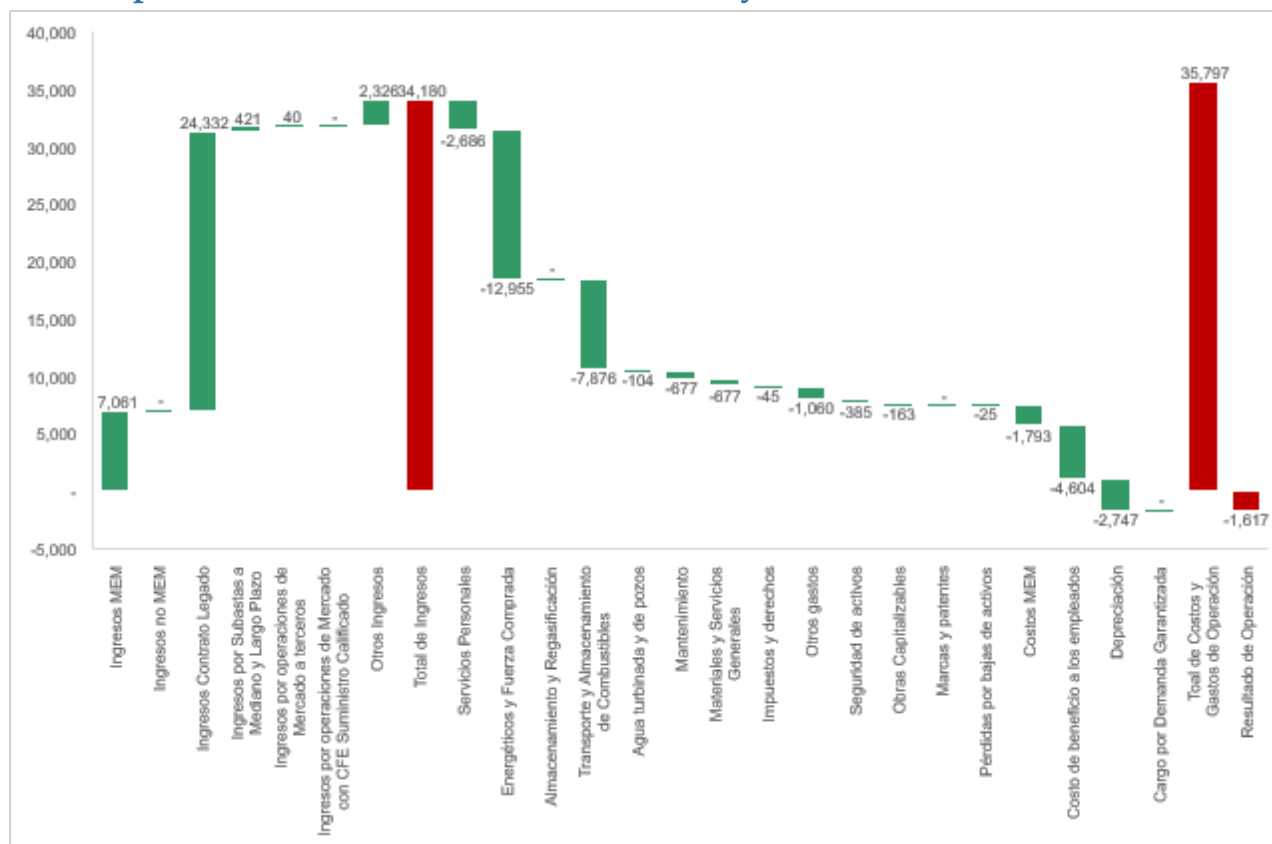
Energías Limpias EPS CFE Generación III por tipo de tecnología

Con esta generación de energías limpias, durante el año 2020, se evitaron 3,868,195 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En el año 2020, las emisiones de CO₂ disminuyeron en un 7% con respecto al 2019, debido principalmente a una menor generación (2,636 GWh) de la tecnología de Vapor Convencional, esto por las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme.

La EPS no cuenta con Certificados de Energías Limpias (CEL's), ya que, hasta el cierre del año 2020, se encontraban en revisión las bases por la Comisión Reguladora de Energía.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación III⁵

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

En el año 2020, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y el Mercado Eléctrico Mayorista, representando el 71.2% y 20.7% respectivamente del total de ingreso de la EPS CFE Generación III; Adicionalmente, la C.C.C. Agua Prieta II, por ser ganadora de una Subasta a Largo Plazo, obtuvo ingresos por 421 millones de pesos durante el año 2020 y venta por 40 millones de un contrato con un Suministrador Calificado.

CFE Suministrador de Servicios Básicos			CFE Suministrador de Servicios Básicos Subasta Largo Plazo		
Mes	Número de operaciones	MWh	Mes	Número de operaciones	MWh
Enero	1,861	883,750	Enero	1	31.25
Febrero	1,353	678,498	Febrero	1	31.25
Marzo	1,634	874,123	Marzo	1	31.25
Abril	1,378	878,881	Abril	1	31.25

⁵ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

CFE Suministrador de Servicios Básicos			CFE Suministrador de Servicios Básicos Subasta Largo Plazo		
Mes	Número de operaciones	MWh	Mes	Número de operaciones	MWh
Mayo	2,900	1,343,066	Mayo	1	31.25
Junio	3,765	1,528,568	Junio	1	31.25
Julio	4,984	1,763,502	Julio	1	31.25
Agosto	8,099	2,226,760	Agosto	1	31.25
Septiembre	6,864	2,207,126	Septiembre	1	31.25
Octubre	7,564	2,425,260	Octubre	1	31.25
Noviembre	4,009	1,612,084	Noviembre	1	31.25
Diciembre	2,359	1,061,680	Diciembre	1	31.25

8. Tablero de principales indicadores financieros

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

Indicador	2020												Anual
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	
RO	-636	-47	298	750	1,573	206	567	-448	-313	-341	143	-1,617	-1,617
Ingresos	1,308	3,021	5,001	7,609	10,421	12,841	16,350	21,052	24,620	27,907	31,306	34,180	34,180
Costos y Gastos	1,944	3,068	4,702	6,859	8,848	12,634	15,783	21,500	24,932	28,248	31,164	35,797	35,797

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación III

Fuente: Cubos de Esbasse FI. Cifras en millones de pesos.
Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020.

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Se registró una variación en el resultado de operación de noviembre a diciembre de 2019, así como la variación entre los resultados de operación de diciembre de 2019 vs 2020, debido al reconocimiento del costo por deterioro de activos de la EPS en el año 2019 por un importe de 8,798 mdp. (Ver datos mensuales y comparativo en Anexo Estadístico: *Tabla 11.- CFE Generación III: Principales Indicadores Financieros 2019-2020*)

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)

- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)
- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Disponibilidad por Falla (%)
- Disponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,842	1,775	1,831	1,530	1,436	1,941	2,254	2,367	1,968	1,360	1,347	1,777	21,430
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	12,421	12,615	12,753	12,797	13,255	12,153	11,986	11,928	12,281	12,754	13,047	11,317	12,374
Factor de Planta (%)	40.17	42.84	40.10	34.69	31.54	44.05	49.39	51.84	44.62	29.80	30.41	35.02	39.49
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	29.70	32.68	31.89	28.87	28.37	19.89	17.66	15.39	16.74	25.28	34.71	32.59	25.33
Disponibilidad por Falla (%)	13.45	12.32	10.74	8.30	6.83	7.15	8.79	10.81	8.79	6.13	6.14	4.24	8.59
Disponibilidad por Decremento (%)	1.16	1.04	1.39	0.92	0.90	2.48	2.65	3.48	3.87	1.62	1.13	0.57	1.76
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	3	4	18	8	6	11	7	2	3	11	15	23	111
Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	480	561	2,149	1,365	523	1,119	0	160	0	224	159	1,329	8,069
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	2.1	3.5	556.6	211.0	147.9	45.8	0.0	-	16.6	110.9	243.3	77.5	1,415.3

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	7,561	7,561	7,561	7,561	7,561	7,561	7,239	7,239	7,239	7,239	7,239	7,239	7,239
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,795	1,665	1,814	1,798	2,016	2,121	2,543	2,669	2,123	2,377	1,809	1,694	24,425
Régimen Térmico Neto	11,138	10,736	11,270	11,209	10,614	10,609	10,603	10,835	11,378	10,821	10,724	10,853	10,885

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
(todas las unidades) (kJ / kWh)													
Factor de Planta (%)	35.35	31.47	32.15	32.91	37.31	40.64	47.25	49.67	41.05	44.18	34.49	31.28	38.14
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	27.20	26.79	31.86	30.61	23.86	19.18	16.02	13.98	13.11	15.84	27.44	26.22	21.81
Indisponibilidad por Falla (%)	3.04	2.68	1.60	0.69	1.35	1.52	1.93	2.32	3.14	2.91	2.11	1.55	2.06
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.56	0.54	1.05	0.49	0.49	0.79	1.38	1.48	2.06	1.15	0.99	1.01	1.00
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	6	6	12	10	19	9	11	3	5	13	12	14	120
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	621	243	734	1,209	501	188	423	57	191	189	178	663	5,197
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	19.7	0.0	4.4	7.2	84.4	287.9	162.7	160.6	80.2	87.8	129.7	254.1	1,278.6

Variación (2020 – 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-47	-110	-17	268	580	180	289	302	155	1,017	462	-83	2,995
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	-1,283	-1,879	-1,483	-1,588	-2,641	-1,544	-1,383	-1,093	-903	-1,933	-2,323	-464	-1,489
Factor de Planta (%)	-4.82	-11.37	-7.95	-1.78	5.77	-3.41	-2.13	-2.17	-3.57	14.38	4.08	-3.74	-1.35
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	-2.5	-5.9	0.0	1.7	-4.5	-0.7	-1.6	-1.4	-3.6	-9.4	-7.3	-6.4	-3.5
Indisponibilidad por Falla (%)	-10.4	-9.6	-9.1	-7.6	-5.5	-5.6	-6.9	-8.5	-5.7	-3.2	-4.0	-2.7	-6.5
Indisponibilidad por Decremento (%)	-0.6	-0.5	-0.3	-0.4	-0.4	-1.7	-1.3	-2.0	-1.8	-0.5	-0.1	0.4	-0.8
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	3	2	-6	2	13	-2	4	1	2	2	-3	-9	9
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	141	-318	-1,415	-156	-22	-931	423	-103	191	-35	19	-666	-2,872
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	17.6	-3.5	-552.2	-203.9	-63.5	242.1	162.7	160.6	63.7	-23.2	-113.6	176.6	-136.7

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la EPS CFE Generación III

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Para el caso de la Generación Neta y Régimen Térmico Neto, la diferencia a favor se debe

principalmente a las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme.

La diferencia en los Indicadores de Disponibilidad por Falla y Decremento es debido principalmente a los resultados obtenidos de los mantenimientos de Parada Programada y Rutinarios ejecutados al período, los cuales se llevaron a cabo con los alcances necesarios para la mejora a este indicador.

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta (MW)	-	-	7,239	-	-
2. Generación Neta (GWh)	23,785	21,430	24,425	-2,355	2,995
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	12,218	12,374	10,885	156	-1,489
4. Factor de Planta (%)	44.23	39.49	38.14	-4.74 (pp)	-1.35 (pp)
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	22.84	25.33	21.81	2.49 (pp)	-3.52 (pp)
6. Disponibilidad por Falla (%)	9.45	8.59	2.06	-0.86 (pp)	-6.53 (pp)
7. Disponibilidad por Decremento (%)	1.56	1.76	1.00	0.2 (pp)	-0.76 (pp)
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	111	120	*	9
9. Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	*	8,069	5,197	*	-2,872
10. ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	*	1,415,311	1,278,628	*	-136,683

* No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo no comparable.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2019-2018 y 2020-2019.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Para el caso de la Generación Neta y Régimen Térmico Neto, la diferencia a favor se debe principalmente a las operaciones iniciales de la C.C.C. Empalme.

La diferencia en los Indicadores de Disponibilidad por Falla y Decremento es debido principalmente a los resultados obtenidos de los mantenimientos de Parada Programada y Rutinarios ejecutados al período, los cuales se llevaron a cabo con los alcances necesarios para la mejora a este indicador.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- Indisponibilidad por Falla**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	4.58	1.21	1.13	2.49 Euroelectric
	Vapor Convencional	12.42	9.45	2.71	3.62 Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.11	0.10	0.04	0.40 CFE
	Turbogas	16.69	2.72	3.24	4.40 NERC
	Solar	NA	NA	NA	NA NA
	Geotermoeléctrica	2.37	2.03	4.95	3.86 CFE

- Indisponibilidad por Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	1.72	1.16	0.39	0.49 Euroelectric
	Vapor Convencional	2.06	4.82	0.66	2.08 Euroelectric
	Hidroeléctrica	NA	NA	NA	- NA
	Turbogas	0.18	0.35	0.02	0.29 Euroelectric
	Solar	NA	NA	NA	- NA
	Geotermoeléctrica	0.01	0.03	1.24	2.70 CFE

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación I y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

- Con respecto al comparativo internacional de Indisponibilidad por Falla, a excepción de la Geotermoeléctrica, todas las tecnologías obtuvieron mejores valores al Internacional.
- Con respecto al comparativo internacional de Indisponibilidad por Decremento, todas las tecnologías obtuvieron mejores valores al Internacional.

10. Principales proyectos de infraestructura en el año 2020

- Proyectos de Construcción en proceso o concluidos

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
Instalación de 2 Aeroderivadas con una capacidad de 60 MW en la TG BCS	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Instalación de 2 Aeroderivadas con una capacidad de 60 MW en la TG La Paz.	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Instalación de 2 Aeroderivadas tipo Twin Pack procedentes de la TG Lechería Estado de México con una capacidad de 74 MW en la T.G. BCS.	Recursos Propios	Satisfacer la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Baja California Sur, así como evitar cortes de energía.
Proyectos de modernización de generadores eléctricos unidades 1 y 2 C.H. Pdte. Plutarco Elías Calles "El Novillo", Unidad 2 C.H. 27 de Septiembre y Unidad 1 C.H. Gral. Salvador Alvarado "Sanalona".	Recursos Propios	Mediante un proyecto plurianual, se logró la contratación de la adquisición de refaccionamiento y supervisión para la modernización de generadores eléctricos (trabajos a realizarse en el año 2021), con lo que se incrementará la capacidad de las unidades generadoras involucradas, para el incremento de la producción de energía.
Adquisición de reguladores de tensión para las unidades generadoras de las Centrales Pdte. Plutarco Elías Calles "El Novillo", Bacurato, Humaya, 27 de Septiembre "El Fuerte", Gral. Salvador Alvarado "Sanalona", Oviachic y Mocúzari.	Recursos Propios	Adquisición de reguladores de tensión para varias unidades generadoras de la SPHNO, para instalarse en el año 2021, con lo que se incrementará la confiabilidad de las mismas al sustituir equipos en malas condiciones, además de asegurar el cumplimiento de los valores de regulación de voltaje que demanda el MEM.
Adquisición del refaccionamiento para rehabilitación de turbina Unidad 1 de la C.H. 27 de Septiembre	Recursos Propios	Se cuenta con un contrato plurianual para adquirir el refaccionamiento de la turbina Unidad 1 de la C.H. 27 de Septiembre "El Fuerte", equipo con demasiados daños por el efecto de cavitación y erosión por los años en servicio. Se planea realizar esta modernización para el año 2022, una vez que se cuente con todos los componentes.

- **Proyectos indicativos**

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
C.H. Amata	Recursos Propios	Instalar una Central Hidroeléctrica de 10 MW, mediante el equipamiento hidroeléctrico de la presa reguladora Amata, ubicada aguas abajo de la C.H. Comedero, en el municipio de Cosalá, Sinaloa. Incrementando la generación de energías renovables de la CFE, con objeto de diversificar sus fuentes de energía para reducir la dependencia de combustibles fósiles.

11. Programa de mantenimientos ejecutados

Durante 2020 se ejecutaron proyectos de mantenimiento a unidades de generación con alcance de 33 centrales, que significaron inversiones por 1,429 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 365.3 MW.

12. Actividades del Consejo de Administración

El Consejo de Administración de la EPS CFE Generación III, es el responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de la EPS, integrado de la siguiente manera:

<p>Director General</p> <p>Ing. Eddy Eroy Ibarra Ibarra</p>	<p>Consejo de Administración</p> <p>Lic. Manuel Bartlett Díaz Presidente</p> <p>Dr. Armando Ambrosio López Consejero Independiente</p> <p>Mtro. Rubén Cuevas Plancarte Consejero del Gobierno Federal</p> <p>Dr. Gonzalo Núñez González Consejero Secretaría de Energía</p> <p>Dr. Williams Peralta Lazo Consejero SHCP</p> <p>Act. Alfredo Isaac Ruíz Maya Representante de los Trabajadores</p>
---	--

No.	Sesión	Fecha	Documentos
1	11° Sesión Extraordinaria	21/02/2020	CA-GIII-91/2020 Aprobación del Orden del Día. CA-GIII-92/2020 Nuevo integrante del Consejo de Administración. CA-GIII-93/2020 Aprobación del Proyecto C.C.C. Baja California Sur para su presentación ante la Comisión de Inversiones de CFE A-GIII-94/2020 Toma de conocimiento del Proyecto C.C.C. San Luis Río Colorado I.
2	12° Sesión Extraordinaria	20/03/2020	CA-GIII-95/2020 Aprobación del Orden del Día. CA-GIII-96/2020 Aprobación del Proyecto de Inversión de Unidades Turbogas Aeroderivadas en Baja California Sur, para su presentación ante la Comisión de Inversiones. CA-GIII-97/2020 Orden del Día. CA-GIII-98/2020 Actas de las sesiones Novena, Décima, Decimoprimera y Decimosegunda. CA-GIII-99/2020 Seguimiento de Acuerdos. CA-GIII-100/2020 Informe del estado actual que guarda la Empresa a diciembre de 2019. CA-GIII-101/2020 Información financiera y presupuestal a diciembre de 2019. CA-GIII-102/2020 Proyecto de Central Ciclo Combinado Baja California IV. CA-GIII-103/2020 Proyecto de Central Turbogas Presidente Juárez IV. CA-GIII-104/2020 Proyecto de Central Ciclo Combinado Mazatlán Fase I. CA-GIII-105/2020 Programa Operativo Anual 2020.
3	13° Sesión Ordinaria	02/04/2020	CA-GIII-97/2020 Orden del Día. CA-GIII-98/2020 Actas de las sesiones Novena, Décima, Decimoprimera y Decimosegunda. CA-GIII-99/2020 Seguimiento de Acuerdos. CA-GIII-100/2020 Informe del estado actual que guarda la Empresa a diciembre de 2019. CA-GIII-101/2020 Información financiera y presupuestal a diciembre de 2019. CA-GIII-102/2020 Proyecto de Central Ciclo Combinado Baja California IV. CA-GIII-103/2020 Proyecto de Central Turbogas Presidente Juárez IV. CA-GIII-104/2020 Proyecto de Central Ciclo Combinado Mazatlán Fase I. CA-GIII-105/2020 Programa Operativo Anual 2020.

No.	Sesión	Fecha	Documentos
			<p>CA-GIII-106/2020 Programa Financiero Anual 2020. CA-GIII-107/2020 Programa de Trabajo de Control Interno 2020. CA-GIII-108/2020 Modificación al Estatuto Orgánico de CFE Generación III. CA-GIII-109/2020 Presupuesto autorizado 2020. CA-GIII-110/2020 Avance del Proyecto de la Central Ciclo Combinado Baja California Sur. CA-GIII-111/2020 Avance del Proyecto de las Unidades Turbogas Aeroderivadas en Baja California Sur. CA-GIII-112/2020 Estados financieros no dictaminados al cierre de 2019. CA-GIII-113/2020 Estado que guarda el Sistema de Control Interno. CA-GIII-114/2020 Informe de resultados del segundo semestre 2019 del Comité de Auditoría. CA-GIII-115/2020 Informe de labores y autoevaluación 2019 del Comité de Auditoría.</p>
4	14° Sesión Ordinaria	04/09/2020	<p>CA-GIII-116/2020 Orden del Día. CA-GIII-117/2020 Acta de la sesión Decimotercera, celebrada el 02 de abril de 2020. CA-GIII-118/2020 Seguimiento de Acuerdos. CA-GIII-119/2020 Informe del estado actual que guarda la Empresa a junio de 2020. CA-GIII-120/2020 Portafolio de Proyectos y Programas de Inversión propuestos para solicitar la inclusión en el Mecanismo de Planeación. CA-GIII-121/2020 Estados financieros dictaminados del año 2019. CA-GIII-122/2020 Estado que guardan los Proyectos de Generación aprobados por el Consejo de Administración de CFE Generación III. CA-GIII-123/2020 Anteproyecto de Presupuesto 2021. CA-GIII-124/2020 Informe Anual 2019 de CFE Generación III. CA-GIII-125/2020 Estados financieros preliminares a junio de 2020. CA-GIII-126/2020 Estado que guarda el Sistema de Control Interno. CA-GIII-127/2020 Informe de Labores del Comité de Auditoría correspondiente al primer semestre del año 2020. CA-GIII-128/2020 Estado que guarda el Proyecto de Unidades Aeroderivadas en Baja California Sur.</p>

13. Fotos de la infraestructura



Unidades Aeroderivadas Baja California Sur



Unidades Aeroderivadas Baja California Sur



C.C. C. Agua Prieta II



C.C. C. Empalme



C.H. Profr. Raúl J. Marsal

CFE Generación IV

1. Objetivos del proceso de generación 2020

- Mejorar el Factor de Planta en las Centrales de carbón.
- Ejercer el Presupuesto de inversión otorgado.
- Reducir el Índice de Falla y Decremento.
- Cumplimiento del Índice de Reemplazo y del Programa de Capacitación.
- Adquisición del carbón de la región carbonífera de Sabinas como apoyo social.
- Reducción del consumo de combustible diésel para el arranque y estabilización de la combustión a bajas cargas de las unidades de las Centrales carboeléctricas.
- Realizar las actividades de la reorganización de activos sin afectaciones al proceso de generación.
- Inclusión de Centrales eléctricas al Contrato Legado para mejorar el resultado financiero.
- Recuperación de potencia de las unidades con decremento de generación.

Descripción de principales resultados durante el año 2020.

- Se concluyeron 60 mantenimientos programados durante el periodo 2020 de los cuales: 7 unidades fueron del proceso de Carbón, 29 unidades de Ciclo Combinado, 9 unidades Turbogas, 10 unidades de Vapor Convencional y 5 unidades Hidroeléctricas, con una capacidad mantenida de 5,971 MW y una recuperación de potencia de 421 MW.
- Adquisición de carbón de la región carbonífera de Sabinas, por un volumen de 1,580,229 toneladas en el período de agosto 2020 a diciembre 2021.
- Ejecución del 100 % del presupuesto otorgado.
- Reducción del Índice de Falla; en el año 2020 disminuyó en 4.7 puntos porcentuales con respecto al 2019, teniéndose en el año 2019 un resultado de 10.57% y en el 2020 un resultado de 5.87%.
- Transferencia de activos fijos derivado de la reorganización del portafolio de Centrales de generación.
- Programa de Capacitación Adiestramiento y Desarrollo Humano. Concluyó con 549 Actividades-curso, 3,276 Participantes-curso, 26,173 horas de Instrucción y 114,034 horas-Hombre.
- Inclusión de 5 Centrales adicionales en el Contrato Legado (C.T. Carbón II, C.T. Villa de Reyes, C.C.C. Presidente Emilio Portes Gil, C.T. Guadalupe Victoria y C.C.C. Samalayuca II).

2. Resumen ejecutivo

Actividades relevantes.

- Se realizaron 2 sesiones del Consejo de Administración de la EPS CFE Generación IV y 4 sesiones del Comité de Auditoría.
- En el año se realizaron 8 auditorías por la Auditoría Interna de Control sin observaciones relevantes.

GIV-001 Auditoria a los Recursos Materiales de los Almacenes de las Centrales.

GIV-002 Auditoria al proceso de Obra y Servicios relacionados.

GIV-003 Reprogramada.

GIV-004 Proceso de Adquisiciones y Servicios.

GIV-005 Mantenimiento a Unidades Generadoras.

GIV-006 Auditoria al Proceso de Producción.

GIV-007 Egresos Presupuesto Gasto Corriente.

COB 015/2020 Evaluación del Sistema de Control Interno en los procesos prioritarios de las empresas productivas subsidiarias de la CFE.

- Ejecución del programa de la reasignación de activos.
- Conclusión de actividades para la conversión a Combustión Dual de las unidades 1 y 2 de la C.T. Guadalupe Victoria.
- Modernización del Sistema de control SCADA de la Unidad 1 en la C.H. La Amistad.
- En operación sistema de muestreo automático de carbón recibido por camión (AUGER) en la C.T. Carbón II.
- Recepción y control de carbón de la región carbonífera por camiones.

Logros

- Modernización de la C.C.C. Samalayuca II (AGP U5 y 7) adicionando 19 MW y una mejora en la Eficiencia Térmica de 2.25 % por cada Unidad, durante el año 2020.
- Instalación de partes a presión de la Unidad 1 (paredes, recalentador 3er paso y economizador inferior) y Unidad 3 (sobrecalentadores 4to y 5to paso RH 4 y SH3) de la C.T. Carbón II.
- Aplicación de protocolo por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), sin afectaciones relevantes al proceso de generación.
- Se desarrolló plataforma informática del Sistema Institucional de Capacitación SIC 2020 para la administración y emisión de reportes que permiten obtener información disponible, íntegra y confiable para la toma de decisiones.

Áreas de oportunidad

- Mejorar la disponibilidad de las unidades generadoras que permitan incrementar el Factor de Planta cuando sean requeridas por el Sistema Eléctrico.
- Disminuir los mantenimientos extendidos para mejorar los resultados del indicador de Potencia Ofertada al Mercado.
- Implementar estrategias para mejorar el desempeño del Programa Anual de Capacitación 2020 (PAC), considerando la sustitución de cursos presenciales por eventos virtuales con herramientas en línea en el entorno actual por la contingencia sanitaria.

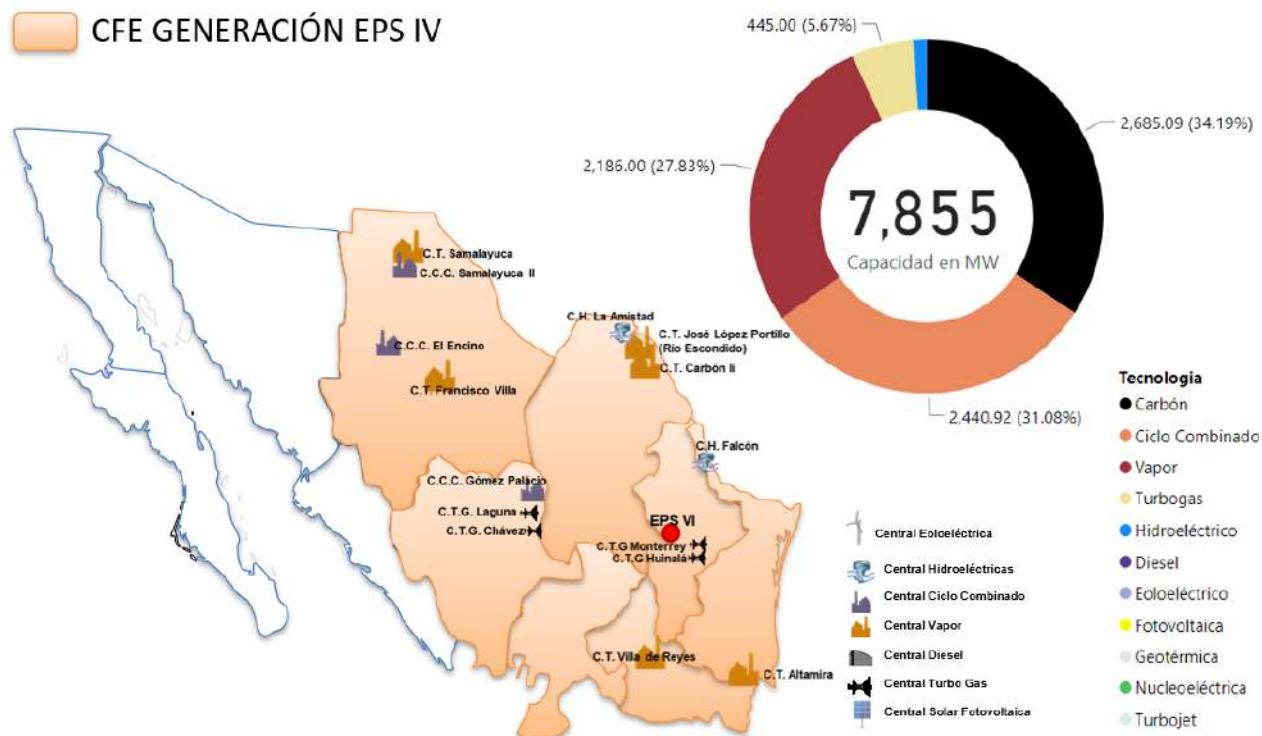
3. Escenario tecnológico del año 2020

Portafolio 2019

Con base a 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, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 04 de noviembre de 2016, esta EPS CFE Generación IV inicia operaciones con la nueva reasignación de activos de Centrales eléctricas a partir del 01 de febrero de 2017, quedando su conformación de ubicación geográfica de los activos de manera dispersa.

Portafolio 2020

Con base a 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, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 25 de noviembre de 2019, esta EPS CFE Generación IV inicia operaciones con la nueva reasignación de activos de Centrales eléctricas a partir del 01 de enero de 2020, quedando su conformación regional de acuerdo con la siguiente ubicación geográfica.



La diferencia que se tiene entre este escenario tecnológico 2020 y el año 2019, se debe principalmente a una reorganización de activos integrados regionalmente, cambiando la ubicación geográfica dispersa que se tenía en el 2019 (Baja California, Baja California Sur, Sonora, Colima, Chihuahua, Coahuila, Durango, Nuevo León, Guerrero y Chiapas) contra el año 2020 con ubicaciones geográficas colindantes (Chihuahua, Durango, Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas y San Luis Potosí), cambiando la capacidad del portafolio 2019 de 9,181 a 8,105 MW.

Al cierre del año 2019 la capacidad de las Centrales eléctricas de la EPS CFE Generación IV en operación fue de 8,411 MW, una disminución de 770 MW con respecto a su portafolio de ese año de 9,181 MW, que corresponde a la puesta en servicio y en proceso de operación comercial que se tenía del Proyecto CC Empalme II. De la capacidad en operación el 39.23% corresponde a tecnología Hidroeléctrica, 33.03% Carboeléctricas, 6.20% Ciclo Combinado, 13.42% Vapor Convencional y 8.12% a Turbogas.

Al cierre del año 2020 la capacidad equivalente de las Centrales eléctricas de la EPS CFE Generación IV en operación fue de 7,854.513 MW, una disminución de 250.48 MW con respecto a su portafolio de ese año de 8,105 MW, debido a la baja temporal de la Unidad 3 de la C.T. Altamira por reclamación de siniestro con la Unidad de Administración de Riesgos de la CFE; con participación del 1.24% a tecnología Hidroeléctrica, 34.18% Carboeléctricas, 31.07% Ciclo

Combinado, 27.83% Vapor convencional y 5.66% a Turbogas. Se anexa tabla de las capacidades por tecnologías:

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	6	24	2,440.923
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	6	10	2,186
Hidroeléctrica	Agua	2	5	97.5
Carboeléctricas	Carbón	2	8	2685.09
Turbogas	Diésel	10	19	445
Total		26	66	7,854.513

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación IV

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

CFE Generación IV - Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	810	619	664	585	552	949	1,066	1,160	884	592	284	104	8,269
Vapor C.	197	254	92	23	196	107	253	376	337	338	198	178	2,549
Hidroeléctrica	11	14	43	21	18	6	10	5	5	6	6	6	152
Carbón	498	466	584	554	513	429	347	194	239	359	560	767	5,510
Turbogas	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	7	84
Total	1,523	1,362	1,391	1,187	1,279	1,491	1,681	1,741	1,468	1,319	1,061	1,062	16,564

CFE Generación IV- Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	791	604	648	570	538	926	1,040	1,132	862	577	278	102	8,069
Vapor C.	184	237	86	21	183	101	239	355	317	319	186	169	2,396
Hidroeléctrica	11	13	42	21	18	6	10	5	5	6	6	6	150
Carbón	450	420	532	506	465	386	310	169	210	324	510	703	4,985
Turbogas	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	6	84
Total	1,443	1,284	1,316	1,123	1,204	1,419	1,603	1,667	1,397	1,249	992	986	15,684

Ver datos mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: *Tabla 12.- CFE Generación IV: Generación Bruta y Neta 2019-2020*. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

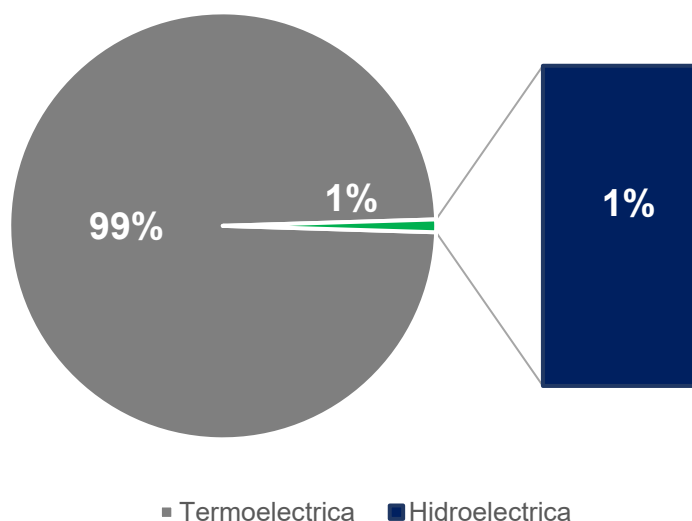
Se registró una diferencia en la utilización de fuentes primarias del año 2020 y el 2019, debido principalmente a una reducción en el consumo de combustibles fósiles, afectado por un menor despacho de las Centrales eléctricas debido a una disminución de la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) a principios de marzo del 2020. (Ver datos mensuales y comparativo en Anexo Estadístico: *Tabla 13.- CFE Generación IV: Utilización de fuentes primarias 2019-2020*)

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

6. Participación de energías limpias en la generación anual

En la EPS CFE Generación IV durante el año 2020, el rubro de energías limpias lo integró la generación del parque Hidroeléctrico que incluyen las Centrales de Falcón y la Amistad, la generación neta reportada por ambas Centrales fue de 150.22 GW, lo que representa un 1% de energías limpias del total de generación neta de la EPS, que fue de 15,684 GWh.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	0.76	1.01	3.19	1.87	1.5	0.42	0.62	0.30	0.36	0.48	0.6	0.61	1.00

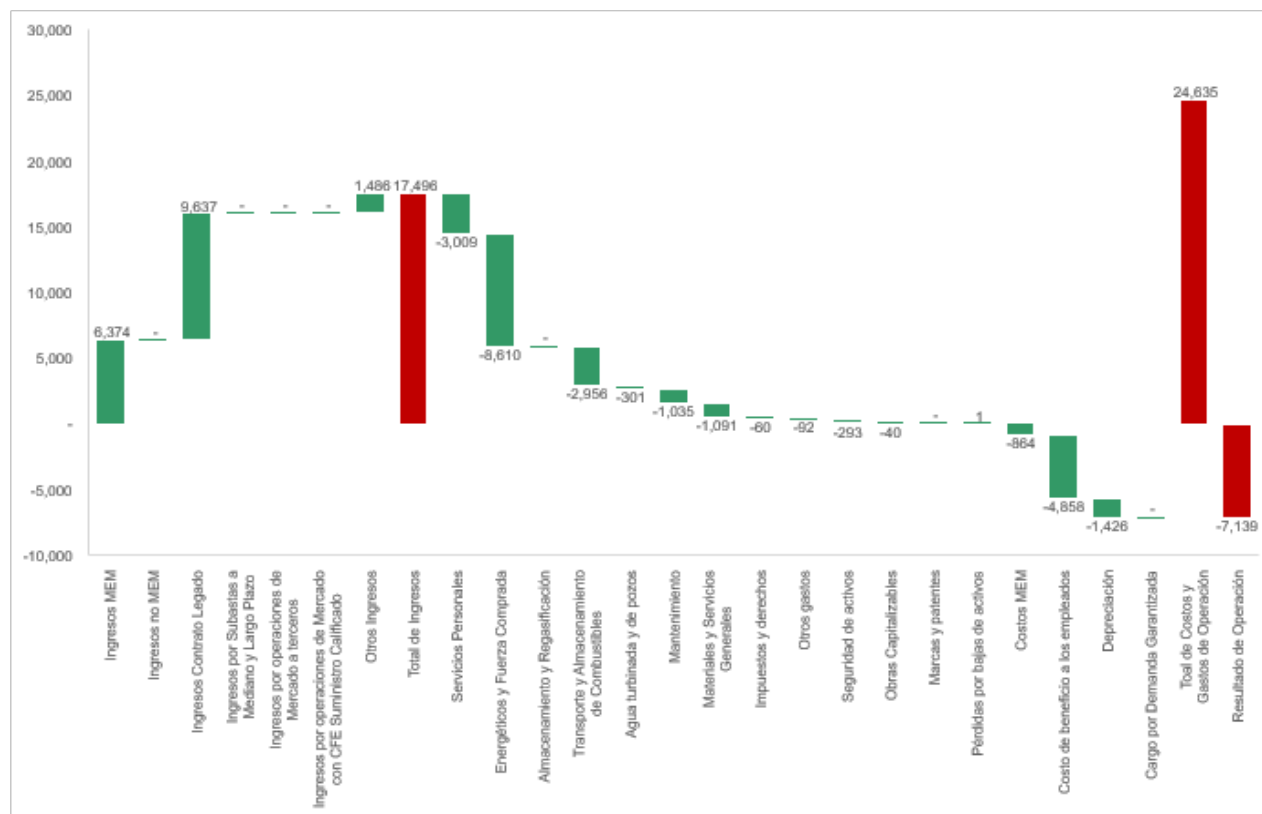


Energías Limpias EPS CFE Generación IV por tipo de tecnología

Con esta generación de energías limpias, durante el año 2020, se evitaron 106,930 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera. En el 2020 se tuvo una menor generación en la tecnología hidroeléctrica, en el 2019 fue de 166 GWh y en el 2020 fue de 150 GWh.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista

Se tienen ingresos netos del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por un importe de 6,374 mdp, 9,637 mdp de ingresos por Contrato Legado (CL) y 1,456 mdp por otros Ingresos entre los más relevantes. Los egresos por costos fijos y variables más significativos tenemos los Energéticos con el 39.97%, Transporte y Almacenamiento de Combustibles 13.72%, servicios Personales por 12.38% y 9.78% Costo por Beneficios Empleados.



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación IV⁶

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

En el año 2020, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y el Mercado Eléctrico Mayorista, representando el 55.1% y 36.4% respectivamente del total de ingreso de CFE Generación IV; La EPS no cuenta con ningún contrato de cobertura con algún Suministrador Calificado ni contratos derivados de alguna Subasta a Mediano o Largo Plazo.

Con la reorganización de activos realizada en el año 2020, la EPS CFE Generación IV contó con 6 Centrales eléctricas incluidas en el Contrato Legado al cierre del periodo de enero-diciembre 2020 de acuerdo con la tabla anexa, para una capacidad instalada contratada de 3,788.08 MW.

- Vigencia de contrato legado y entrada del Convenio Modificatorio*, durante el año 2020.

Nombre de la Central	Fecha de inicio del Contrato	Fecha de término del Contrato	Vigencia Años	Capacidad Instalada Contratada (CIC)	Potencia Comprometida (PC)
				MW	(MW)
C.T. José López Portillo (Río Escondido)	1 febrero 2017	12 noviembre 2020	3	1,200.00	1,010.00
	13 noviembre 2020*	31 diciembre 2026	6	1,200.00	930.13
C.H. La Amistad	1 febrero 2017	31 diciembre 2046	29	66.00	31.29
C.H. Falcón	1 febrero 2017	31 diciembre 2030	13	31.50	14.50
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	1 febrero 2017	31 diciembre 2023	6	619.40	559.70
C.C.C. Huinalá II)	1 febrero 2017	31 diciembre 2024	7	471.18	378.76
C.T. Carbón II	1 febrero 2017	31 diciembre 2019	3	1,400.00	1,043.96
	13 noviembre 2020*	31 diciembre 2026	6		
Total				3,788.08	2,958.35

⁶ Valores preliminares, sujetos a cambios por cierre de Estados Financieros Dictaminados.

Así mismo el pasado 13 de noviembre de 2020 autoriza la CRE el modelo de Convenio Modificatorio al Contrato Legado, y se incluye adicionalmente a las Centrales eléctricas vigentes un incremento de una Capacidad Instalada Contratada de 3,153 MW de las Centrales C.T. Carbón II, C.C. Pdte. Emilio Portes Gil, C.T. Villa de Reyes, C.C. Samalayuca II y C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo), donde considera principalmente la actualización periódica de parámetros, para mantener en equilibrio su rentabilidad sobre el valor del activo fijo neto productivo.

La aplicación del convenio modificatorio de Contrato Legado inició a partir del 13 de noviembre de 2020 para la C.T. Carbón II y C.T. José López Portillo (Río Escondido), el cual considera relevante que dentro una de sus cláusulas se ejecute la recuperación total de los costos variables de producción de su modo de operación obligada para el consumo de carbón, que permite la reactivación económica de la región carbonífera.

A partir del año 2021 la capacidad Instalada total del Convenio modificatorio será de 5,626 MW, para un total de 10 Centrales eléctricas con al menos 6 años de vigencia a excepción de la C.C. Samalayuca II que considera solo el año 2021 de acuerdo con la tabla.

Central	Capacidad Instalada Contratada (CIC) MW	Potencia Comprometida (PC) MW	Años de Vigencia	Fecha de inicio de Vigencia	Fecha de Término de Vigencia
C.T. Villa de Reyes	700	560	05	01 ene 2021	31 dic 2026
C.T. Carbón II	1,400.00	1,043.96	06	13 nov 2020	31 dic 2026
C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	619.4	568.12	14	01 ene 2021	31 dic 2034
C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)	320	255	05	01 ene 2021	31 dic 2025
C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	211.12	169	09	01 ene 2021	31 dic 2029
C.H. Falcón	31.5	29.925	17	01 ene 2021	31 dic 2037
C.H. La Amistad	66	62.7	17	01 ene 2021	31 dic 2037
C.T. José López Portillo (Río Escondido)	1,285.09	930.13	06	13 nov 2020	31 dic 2029
C.C.C. Samalayuca II	521.76	444.9	01	01 ene 2021	31 dic 2021
C.C.C. Huinalá II	471.18	356	14	01 ene 2021	31 dic 2034
Total	5,626.05	4,419.74			

Vigencia de contrato legado 2021

8. Tablero de principales indicadores financieros

Los Indicadores financieros corresponden a los Estados de Resultados no dictaminados en el año 2019 conformado con el portafolio de Centrales eléctricas actual, con la finalidad de comparar los resultados con los preliminares del año 2020. (Ver datos mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: *Tabla 14.- CFE Generación IV: Principales Indicadores Financieros 2019-2020*)

Las principales Centrales con menor resultado de operación en el año 2020 son la C.T. Carbón II, C.T. Villa de Reyes, C.T. Altamira y la C.T. Guadalupe Victoria. En conjunto, el resultado de operación de estas cuatro Centrales ascendió a -3,483 mdp.

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-empresas y otros Ingresos).

- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Las diferencias en el Resultado Operativo (RO) que se tienen en el año 2020 con respecto al año anterior, se debe principalmente a una disminución de los Ingresos, afectado por un menor despacho de las Centrales eléctricas debido a una disminución de la demanda en el Sistema Eléctrico Nacional por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19) a principios de marzo de 2020; aunado al término de la vigencia del Contrato Legado de cinco Centrales eléctricas en el año 2020 (C.C.C. Samalayuca II, C.T. Carbón II, C.C.C. Gómez Palacio, C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil y la C.T. Altamira).

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)
- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)
- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Disponibilidad por Falla (%)
- Disponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649	7,649
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,828	4,278	6,649	9,169	12,132	15,117	17,992	21,103	23,785	25,933	27,540	28,824	28,824
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	9,411	9,778	9,923	9,934	9,969	10,049	10,107	10,150	10,163	10,168	10,164	10,146	10,146
Factor de Planta (%)	32	39	40	41	44	45	46	47	47	46	45	43	43
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	1	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Disponibilidad por Falla (%)	8	9	11	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Disponibilidad por Decremento (%)	1	2	3	3	4	4	5	5	5	5	5	5	5
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	3	3	4	9	7	3	0	1	1	7	4	12	54
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	645	534	347	874	674	225	0	350	30	236	80	886	4,881
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	7,649	7,649	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416	7,416

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	1,443	2,727	4,043	5,166	6,370	7,789	9,392	11,059	12,456	13,705	14,698	15,684	15,684
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	9,856	9,993	10,019	9,983	9,973	9,925	9,867	9,802	9,787	9,827	9,884	9,953	9,953
Factor de Planta (%)	25	25	24	24	23	24	24	25	25	25	24	24	24
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	1	1	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1
Indisponibilidad por Falla (%)	10	9	8	7	7	7	7	7	7	7	6	6	6
Indisponibilidad por Decremento (%)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	1	4	5	3	3	3	0	2	1	6	11	21	60
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	160	662	1,025	381	290	477	0	477	12	186	485	1,816	5,971
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	318.68	697.80	767.56	767.56	779.13	909.46	1,038.26	1,104.37	1,124.55	1,298.14	2,163.90	3,170.43	3,170.43

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta (MW)	0.00	0.00	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233	233
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	385	1,551	2,607	4,003	5,761	7,327.8	8,600	10,044	11,329	12,227	12,842	13,140	13,140
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (UI) (kJ/kWh)	-445	-216	-96	-49	-4	124	239	348	376	342	280	194	194
Factor de Planta (%)	6	14	16	18	20	22	22	22	22	21	20	19	19
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	0	0	-1	-1	-1	-1	-1	-1	0	0	0	0	0
Indisponibilidad por Falla (%)	-2	0	3	3	3	4	3	3	3	4	4	4	4
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.1	1	1	2	2	3	4	4	4	4	4	4	4
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	-2	1	1	-6	-4	0	0	1	0	-1	7	9	6

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Mantenida (Mtos. Definidos) (MW)	-485	128	678	-493	-384	252	0	127	-18	-50	405	930	1090
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	-318.7	-697.8	-767.6	-767.6	-779.1	-909.5	-1,038.3	-1,104.4	-1,124.5	-1,298.1	-2,163.9	-3,170.4	-3,170.4

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la EPS CFE Generación IV

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variación (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta (MW)	7,648	7,648	7,416	0	-232
2. Generación Neta (GWh)	31,567	28,824	15,684	-2,743	-13,140
3. Régimen Térmico Neto (kJ/kWh)	10,394	10,146	9,953	-248	-194
4. Factor de Planta (%)	47.57	42.88	23.88	-4.69 (pp)	-19 (pp)
5. Porcentaje de Energías Provenientes de Fuentes Limpias (%)	0.50	0.58	0.96	0.08 (pp)	0.38 (pp)
6. Indisponibilidad por Falla (%)	10.62	10.57	5.87	-0.05 (pp)	-4.7 (pp)
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	6.14	4.75	0.90	-1.39 (pp)	-3.85 (pp)
8. Número de Mantenimientos concluidos	38	54 *	60	16	6
9. Capacidad Mantenida (MW)	4,381.88	4,881.0	5,970.7	499.12	1,089.7
10. Energía no Generada por Mantto. Extendido (GWh)	0.00	0.00	3.170	0.00	3.170

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2019-2018, 2020-2019.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

* En el indicador Número de Mantenimientos concluidos (Núm.) y Capacidad Mantenida (MW) considerado la simulación en el año 2019 con el portafolio actual, se iniciaron 61 proyectos de mantenimiento, de los cuales 54 se concluyeron en el periodo 2019 y 7 proyectos de mantenimiento se continuaron en el periodo 2020.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- Indisponibilidad por Falla

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	8.70	3.59	7.28	2,49 Euroelectric
	Vapor Convencional	10.70	4.43	5.89	3.62 Euroelectric
	Hydroeléctrico	0.08	0.10	0.07	0.40 CFE
	Carbón	10.19	7.36	4.21	4.12 NERC
	Turbogas	10.22	1.61	9.40	4.40 NERC

- **Indisponibilidad por Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	3.28	4.37	1.18	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	5.88	4.98	0.80	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrico	0.00	0.00	0.00	NA	NA
	Carbón	6.02	7.20	0.91	2.08	NERC
	Turbogas	0.01	0.03	0.00	0.29	Euroelectric

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el "Availability of Thermal Power Plants"

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación IV y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección de Negocios No Regulados / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

- **CAPACIDAD NETA.** La variación en la capacidad Neta con respecto al año 2019 se debe a la problemática presentada en evento de falla por baja presión de lubricación el 21 de septiembre de 2019, quedando la Unidad 3 de la C. T. Altamira, fuera de servicio en reclamo de garantía de siniestro a partir de esta fecha y en baja temporal a partir del 03 de marzo de 2020, con un total de 232.5 MW.
- **GENERACIÓN NETA.** En el año 2020, se tuvo una generación neta de 15,684 GWh, mientras que en el año 2019 se generó 28,824 GWh. La desviación se debe principalmente debido al despacho de las unidades por parte del CENACE, debido a las condiciones del sistema por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- **RÉGIMEN TÉRMICO NETO.** En el año 2020 disminuyó en 194 kJ/kWh con respecto al 2019, teniendo en el año 2019 un resultado de 10,146 kJ/kWh y en el 2020 de 9,953 kJ/kWh, benefició el resultado la disminución de salidas por falla de las unidades y a los mantenimientos realizados durante el año.
- **FACTOR DE PLANTA.** En el año 2020 disminuyó en 18.99% con respecto al 2019, teniendo en el año 2019 un resultado de 42.88% y en el 2020 de 23.88%, la desviación se debe principalmente debido al despacho de las unidades por parte del CENACE, por las condiciones del sistema por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- **PORCENTAJE DE ENERGÍA PROVENIENTE DE FUENTES LIMPIAS.** Al periodo 2020, el resultado de este indicador es de 0.92%, inferior al resultado del año 2019 de 1.0 %, debido a que se tuvo un año seco para el proceso Hidroeléctrico, para la EPS CFE Generación IV la generación Hidroeléctrica es la única fuente de energía proveniente de fuentes limpias.
- **INDISPONIBILIDAD POR FALLA.** El índice de falla del año 2020 se disminuyó en 4.7 puntos porcentuales con respecto al 2019, teniendo en el año 2019 un resultado de 10.57% y en el 2020 del 5.87%.

- **INDISPONIBILIDAD POR DECREMENTO.** El índice de decremento del año 2020 se disminuyó en 3.85 puntos porcentuales con respecto al 2019, teniendo en el año 2019 un resultado de 4.75% y en el 2020 un 0.90%.
- **NÚMERO DE MANTENIMIENTOS CONCLUIDOS.** Presenta variación ya que los mantenimientos se adecuan al techo presupuestal, a la autorización del CENACE y a tiempos de entrega de las refacciones necesarias para los mantenimientos, se tuvo un resultado de 60 mantenimientos concluidos de una meta de 71, con una desviación de 11 mantenimientos, de los cuales 4 fueron extendidos y 7 reprogramados al 2021, representando un cumplimiento del 84.51%, durante el periodo 2020. Influyó al incumplimiento del indicador la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- **CAPACIDAD MANTENIDA.** Este indicador está en función del número de mantenimientos concluidos y de la capacidad de generación de las unidades, cuyo alcance está sujeto al techo presupuestal, a la autorización del CENACE y a tiempos de entrega de las refacciones. En el año 2019 se tuvo un resultado mantenido de 4,881 MW, en el 2020 un resultado de 5,971 MW mantenidos, con una diferencia de 1,090 MW.
- **ENERGÍA NO GENERADA POR MANTENIMIENTO EXTENDIDO.** Durante el periodo 2020 se tuvo una energía no generada de 3,170 GWh por mantenimiento extendido. Este indicador fue impactado principalmente a que se tuvieron que modificar los alcances de los mantenimientos, ya que una vez realizada su inspección a sus equipos se encontraron daños mayores a los considerados inicialmente y retrasos por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19). Cabe mencionar que este indicador no se incluía en el Programa Operativo Anual durante el año 2019.

10. Principales proyectos de infraestructura 2020

A diciembre de 2020 la EPS CFE Generación IV cuenta con el proyecto 258 RM C.T. Altamira unidades 1 y 2, el cual se encuentra rescindido debido a incumplimiento del contratista.

Simultáneamente, los proyectos de infraestructura se encuentran en revisión a partir de las directrices recibidas tanto por la Dirección General de CFE como por la Secretaría de Energía.

11. Programa de mantenimientos ejecutados

Se tuvo un resultado de 60 mantenimientos concluidos de una meta de 71, con una desviación de 11 mantenimientos, de los cuales 4 fueron extendidos y 7 reprogramados al 2021, representando un cumplimiento del 84.51%, durante el periodo 2020.

Los trabajos de mantenimiento se realizaron en 23 centrales, con una inversión agregada de 2,883.4 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 466.2 MW.

12. Actividades del Consejo de Administración

Durante el año se llevaron a cabo dos sesiones: La Décima Primera Sesión Ordinaria, celebrada en fecha 03 de abril de 2020 y la Décima Segunda Sesión Ordinaria, celebrada en fecha 01 de septiembre de 2020, del Consejo de Administración de CFE Generación IV.

En la Décima Primera Sesión Ordinaria se aprobaron los acuerdos CA-GIV-84/2020 al CA-GIV-

103/2020; por su parte, en la Décima Segunda Sesión Ordinaria, se aprobaron los acuerdos CA-GIV-104/2020 al CA-GIV-114/2020.

Cabe mencionar que, el acta correspondiente a la Décima Primera Sesión Ordinaria ya fue aprobada por el Consejo de Administración de CFE Generación IV, sin embargo, se encuentra pendiente de formalización. Por otro lado, el acta de la Décima Segunda Sesión Ordinaria se encuentra pendiente de aprobación por el citado Consejo.

13. Fotos de la infraestructura



C.T. Carbón II



C.T. Río Escondido.



C.C. C. Chihuahua II.



C.T. Altamira



C.H. La Amistad

CFE Generación V

1. Antecedentes

La EPS CFE Generación V, administra 33 contratos de igual número de Centrales en operación comercial de Productores Externos de Energía (PEE), las cuales aportan 15,898 MW de Capacidad Neta Demostrada, y administrará un contrato adicional correspondiente a la Central Topolobampo III, una vez que entre en operación comercial con una capacidad de 766 MW, para dar un total de 16,664 MW.

Los contratos de producción independiente de energía no fueron cedidos a la EPS CFE Generación V, por lo que el titular de estos continúa siendo la Comisión Federal de Electricidad.

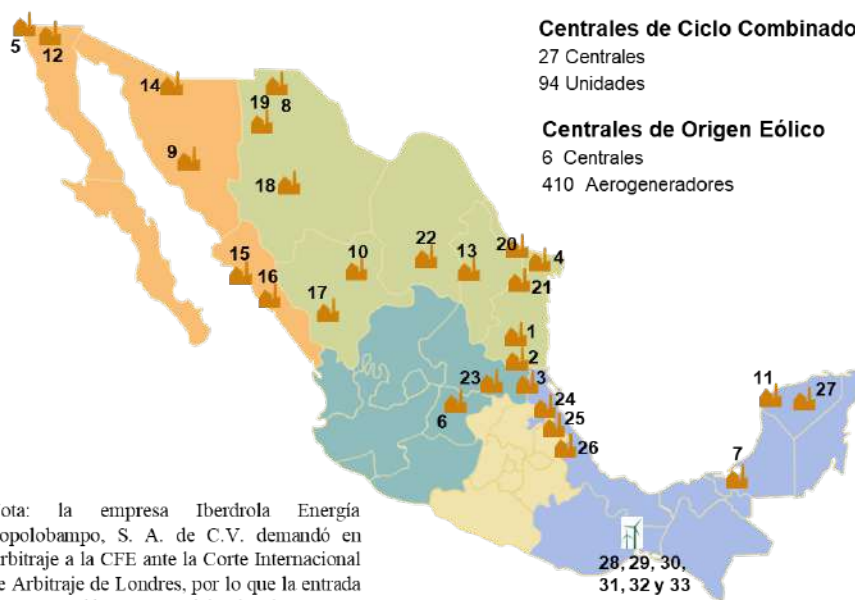
Ubicación geográfica de las Centrales Externas Legadas

Nº	CENTRALES DE CICLO COMBINADO	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
8	CHIHUAHUA III	259
9	HERMOSILLO	250
10	LA LAGUNA II	498
11	MÉRIDA III	484
12	MEXICALI	489
13	MONTERREY III	449
14	NACO-NOGALES	258
15	NORESTE	857
16	NOROESTE	887
17	NORTE DURANGO	450
18	NORTE II	433
19	NORTE III	907
20	RIO BRAVO III	495
21	RIO BRAVO IV	500
22	SALTILLO	247
23	TAMAZUNCHALE	1,135
24	TUXPAN II	495
25	TUXPAN III Y IV	983
26	TUXPAN V	495
27	VALLADOLID III	525
Nº	CENTRALES DE ORIGEN EÓLICO	MW
28	LA VENTA III	102
29	OAXACA I	102
30	OAXACA II	102
31	OAXACA III	102
32	OAXACA IV	102
33	SURESTE I FASE II	102

Capacidad Total: 15,898.02 MW

Capacidad Neta Demostrada: 15,285.17 MW Centrales de Ciclo Combinado

Capacidad Nominal: 612.85 MW Centrales de Origen Eólico



Nota: la empresa Iberdrola Energía Topolobampo, S. A. de C.V. demandó en Arbitraje a la CFE ante la Corte Internacional de Arbitraje de Londres, por lo que la entrada en Operación Comercial de la C.C.C. Topolobampo III, está suspendida hasta que concluya dicho arbitraje.

La EPS CFE Generación V, realiza las ofertas de energía en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) y en su caso, en el Mercado de Tiempo Real (MTR) ante el CENACE, de conformidad con la Ley de la Industria Eléctrica y las Bases de Mercado, a efecto de participar en el despacho económico de las Centrales Externas Legadas; asimismo, con base en los Contratos Legados, lleva a cabo Transacciones Bilaterales Financieras (TBFin) y Transacciones Bilaterales de Potencia (TBPot) con objeto de transferir la propiedad de la Potencia, Energía y Servicios Conexos de las Centrales Externas Legadas a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Del 100% de la capacidad de generación de energía eléctrica que representa la EPS CFE Generación V, el 98.1% corresponde a Centrales de Ciclo Combinado y el 1.9% a Centrales de origen Eólico.

Existen riesgos técnicos y operativos, relacionados con la disminución de la capacidad disponible de las Centrales de Productores Externos de Energía, derivados de fallas o decrementos en los equipos y por la falta de suministro de combustibles.

Para mitigar dichos riesgos, la EPS CFE Generación V lleva a cabo reuniones de Comité de Coordinación con cada PEE al menos una vez cada 2 meses, en las cuales se da seguimiento y atención a la problemática técnica y operativa de las centrales en términos de lo establecido en los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada y los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico.

2. Principales objetivos y resultados relevantes durante el año 2020

PRINCIPALES OBJETIVOS

- Administrar los Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada y los Contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico, celebrados entre la CFE y los PEE.
- Representar en el Mercado Eléctrico Mayorista, la capacidad y energía que aportan las Centrales Externas Legadas, amparadas en los contratos celebrados entre la CFE y los PEE con criterios de eficacia y oportunidad.
- Administrar los 33 Contratos Legados formalizados entre la EPS CFE Generación V y la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos con criterios de eficacia y eficiencia.

PRINCIPALES RESULTADOS

- En cumplimiento de las obligaciones establecidas en los Contratos celebrados entre la CFE y los PEE, se atendieron las siguientes actividades esenciales:

Actividad	Programado	Realizado
1.- Atención de Reuniones de Comité de Coordinación entre la EPS CFE Generación V y los Productores Externos de Energía.	239	239
2.- Calibraciones y Pruebas de Medidores de Energía Eléctrica, con el apoyo del LAPEM y de las Gerencias Regionales de Transmisión de la CFE.	32	38
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.	139	139
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.	44	45
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.	112	112
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).	3,623	
7.- Recepción y revisión fiscal y administrativa de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los PEE.	4,276	
8.-Revisión, análisis y resolución de eventos notificados como Caso Fortuito o Fuerza Mayor por los Productores Externos de Energía.	71	

- 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 2020, ascendió a 75,807.3 mdp.

- En el mes de febrero de 2020, la EPS CFE Generación V facturó al CENACE la cantidad de 4,210 mdp, por concepto de Ingresos por Potencia en el Mercado Eléctrico Mayorista, aportada por las Centrales de PEE; dicha cantidad fue transferida en su totalidad a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos.
- En atención a instrucciones de la Dirección General de la CFE, la Dirección Corporativa de Operaciones gestionó 40 plazas para aportarlas a Generación V en octubre de 2020. Las plazas permitieron subsanar necesidades de personal, consolidar la estructura orgánica aprobada y atender recomendaciones de órganos fiscalizadores. El reforzamiento de la estructura se realizó sin nuevas contrataciones, a través de movimientos compensados.
- El Costo Unitario Total de las Centrales de Ciclo Combinado, presentó una reducción de 8% respecto al valor del año 2019, debido la diferencia en los precios de gas.
- Derivado de la administración de los Contratos celebrados entre la CFE y los Productores Externos de Energía, la EPS CFE Generación V recuperó 1,594.6 mdp, por concepto de conciliaciones, ajustes en índices financieros y gastos financieros.
- Durante el periodo enero-diciembre de 2020, la EPS CFE Generación V obtuvo Certificados de Energías Limpias por la Central Eólica Sureste I, Fase II, los cuales fueron transferidos a CFE Suministrador de Servicios Básicos, por un importe de 81.9 mdp.
- El CENACE no está considerando las Transacciones Bilaterales Financieras por la energía que aportan las Centrales Externas Legadas, previo a la emisión de sus Estados de Cuenta; esto ha provocado que la EPS CFE Generación V tenga que facturar la misma energía tanto en el Mercado Eléctrico Mayorista, como a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos para no enfrentar penalizaciones por parte del CENACE. Esto constituye el problema de la Doble Facturación.

Se conformó un grupo de trabajo en el que participan la SENER, CENACE, CRE, CFE Corporativo y la EPS CFE Generación V.

No obstante que esta Empresa considera que para corregir esta problemática no se requiere modificar ningún Manual con los que opera el Mercado Eléctrico Mayorista, la EPS CFE Generación V, a petición del grupo de trabajo, emitió sus comentarios y se pudieron conciliar las propuestas de modificación de Manuales con el CENACE, CFE Corporativo y la CRE.

La Dirección Corporativa de Finanzas de la CFE continúa realizando gestiones ante el SAT a fin de recabar una opinión favorable para corregir esta problemática.

- Durante el año 2020 se atendieron, en tiempo y forma, con la colaboración y orientación de la Coordinación de Control Interno, los requerimientos de 9 auditorías, 3 efectuadas por la Auditoría Superior de la Federación y 6 por la Auditoría Interna; de estas últimas, 3 han concluido sin observaciones.

- Operaciones en el mercado eléctrico mayorista realizadas por la EPS

Área de Transacciones Comerciales			
Total de Ofertas presentadas en el Mercado de Día en Adelanto (MDA).			12,038
Total de Ofertas presentadas en el Mercado en Tiempo Real (MTR).			2,720
Área de Conciliación de Transacciones			
Tipo de Transacciones Bilaterales Financieras (TBFIn)	Cantidad de TBFIn (Número)	Energía de MDA (MWh)	Importe de TBFIn (\$)
TBFIn Energía	10,753	102,564,048.3	54,799,869,237.6
TBFIn Servicios Conexos	14,675	5,936,846.2	968,457,758.8
TBFIn Ajuste	52	12,267,496.5	6,498,197,258.5
Total	25,480	120,768,391.2	62,266,524,255.0

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

3. Tablero de indicadores operativos relevantes (POA)

Nº	Indicador	UM	Cierre 2019	Meta 2020	Metas Operativas Trimestrales 2020				Programa 2020 Diciembre	Resultado 2020 Diciembre	
					T1	T2	T3	T4			
1	Capacidad Demostrada Neta	MW	14,991	16,664	16,664	16,664	16,664	16,664	16,664	15,898	Ref.1
2	Energía Facturada Neta	GWh	92,213	99,212	22,626	48,603	75,257	99,212	99,212	97,871	Ref.2
3	Factor de Planta	%	75.6	69.5	63.9	68.5	70.4	69.5	69.5	72.6	
4	Porcentaje de energía proveniente de fuentes limpias	%	2.00	1.70	1.4	1.7	1.7	1.7	1.7	1.9	
5	Indisponibilidad por mantenimiento extendido	%	0.4	0.60	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.4	
6	Indisponibilidad por otras causas que no sean mantenimiento	%	7.5	7.20	8.3	8.3	6.9	7.2	7.2	5.1	

Ref. 1 No se alcanzó la meta por debido a que no entro la Central Topolobampo III.

Ref. 2 Debido a la baja demanda de energía eléctrica en el país y a que no incluye energía de Puesta en Servicio.

Nº	Indicador	UM	Cierre 2019	Meta 2020	Métricas de iniciativas y Proyectos				Acumulado a Diciembre		
					T1	T2	T3	T4	Meta	Real	Real vs Meta
7	Cumplimiento al número de mantenimientos de centrales	No.	50	52	22	31	37	52	52	37	Ref.3
8	Capacidad mantenida por mantenimientos	MW	5,121	4,928	2,028	2,995	3,301	4,928	4,928	3,664	Ref.4

Ref. 3 Debido a problemas con la logista de proveedores a causa de la emergencia sanitaria del SARS-CoV-2 (COVID-19).

Ref. 4 Debido a la cancelación y reprogramación de mantenimientos.

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta Demostrada (MW)	13,247	14,991	15,898	13	6
2. Energía Neta Facturada (GWh)	86,278	92,213	97,871	7	6
3. Factor de Planta (%)	75.91	75.60	72.62	-0.31 (pp)	-2.98 (pp)
4. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	2.3	2.0	1.9	-0.3 (pp)	-0.1 (pp)
5. Indisponibilidad por Falla (%)	-	0.4	0.4	-	0
6. Indisponibilidad por Decremento (%)	-	7.5	5.1	-	-2.4 (pp)
7. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	-	50	37	-	-26
8. Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	-	5,121	3,664	-	-28

Nota1. Para el 2018 no se reportaban estos Indicadores en POA.

4. Cumplimiento de indicadores del contrato gestión

En congruencia con sus objetivos estratégicos y con base en el establecimiento de sus prioridades en términos de los contratos suscritos con los Productores Externos de Energía y la normatividad aplicable, la EPS CFE Generación V celebró el Contrato Gestión con la CFE y se comprometió a cumplir con los indicadores que se muestran en la siguiente tabla, cuyas metas fueron alcanzadas en su totalidad durante los cuatro trimestres del año 2020, como se muestra a continuación:

Indicador	Unidad	Metas Acumuladas Trimestrales 2019				Resultado 2019 Diciembre	Resultado 2020 Diciembre
		1º	2º	3º	4º		
1.- Entrega oportuna de ofertas en el Mercado de día en Adelanto.	%	100	100	100	100	100	100
2.- Recepción y revisión fiscal de las facturas originales, facturas de ajuste y notas de crédito que presentan los Productores Externos de Energía.	%	100	100	100	100	100	100
3.- Revisión técnica de la facturación recibida en el periodo.	%	100	100	100	100	100	100

5. Indicadores de monitoreo de las Centrales Externas Legadas

Durante el año 2020 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:

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 con el despacho realizado por el CENACE.

En la siguiente tabla se observan los valores garantizados obtenidos durante los años 2019 y 2020:

Indicadores de monitoreo de Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado	2019	2020	Variación porcentual
	%	%	(pp)
Disponibilidad	92.1	94.5	2.6

6. Capacidad neta demostrada de Centrales de Ciclo Combinado

En la siguiente tabla se muestran los valores de la Capacidad Neta Demostrada de las Centrales Externas Legadas de Ciclo Combinado durante los años 2019 y 2020:

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2019	2020	2019	2020
1. ALTAMIRA II	495.0	495.0	0	0
2. ALTAMIRA III Y IV	1,036.0	1,036.0	0	0
3. ALTAMIRA V	1,121.0	1,121.0	0	0
4. ANÁHUAC	495.0	495.0	0	0
5. BAJA CALIFORNIA III	294.0	294.0	0	0
6. BAJÍO	495.0	495.0	0	0
7. CAMPECHE*	252.4	252.4	0	0
8. CHIHUAHUA III	259.0	259.0	0	0
9. HERMOSILLO	250.0	250.0	0	0
10. LA LAGUNA II	498.0	498.0	0	0
11. MÉRIDA III	484.0	484.0	0	0
12. MEXICALI	489.0	489.0	0	0
13. MONTERREY III	449.0	449.0	0	0
14. NACO-NOGALES	258.0	258.0	0	0
15. NORTE-DURANGO	450.0	450.0	0	0
16. NORTE II	433.0	433.0	0	0
17. RIO BRAVO III	495.0	495.0	0	0
18. RÍO BRAVO IV	500.0	500.0	0	0
19. SALTILLO	247.5	247.5	0	0
20. TAMAZUNCHALE	1,135.0	1,135.0	0	0
21. TUXPAN II	495.0	495.0	0	0
22. TUXPAN III Y IV	983.0	983.0	0	0
23. TUXPAN V	495.0	495.0	0	0

Centrales de Ciclo Combinado	Capacidad Neta Demostrada (MW)		Variaciones (%)	
	2019	2020	2019	2020
24. VALLADOLID III	525.0	525.0	0	0
25. NORESTE	857.2	857.2	0	0
26. NOROESTE	887.4	887.4	0	0
27. NORTE III	0	906.7	0	100
TOTAL	14,378.5	15,282.2	0	6.3

***Nota.** Se considera una Capacidad Neta Garantizada con Gas, sin embargo, la central ha operado con combustible alterno, para la cual su KC es de 192.00 MW.

7. Capacidad Nominal de Centrales de origen Eólico

En la siguiente tabla se muestran los valores de Capacidad Nominal de las Centrales Externas Legadas de Origen Eólico durante los años 2019 y 2020:

Centrales de Origen Eólico	Capacidad Nominal (MW)		Variaciones (%)	
	2019	2020	2019	2020
1. LA VENTA III	102.85	102.85	0	0
2. OAXACA I	102.0	102.0	0	0
3. OAXACA II	102.0	102.0	0	0
4. OAXACA III	102.0	102.0	0	0
5. OAXACA IV	102.0	102.0	0	0
6. SURESTE I FASE II	102.0	102.0	0	0
TOTAL	612.85	612.85	0	0

8. Energía Neta Facturada por los Productores Externos de Energía

En el año 2020, los Productores Externos de Energía, de la modalidad administrada por CFE Generación V, es decir, Productores Independientes de Energía (PIE) facturaron energía neta por 97,870.7 Gigawatts-hora. (Ver datos mensuales y comparativos en Anexo Estadístico)

Energía Neta Facturada (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,123.5	6,272.8	7,334.0	7,000.2	8,234.0	8,144.7	8,251.6	8,201.2	7,449.2	7,897.3	7,403.6	7,058.5	9,0370.8
Eoloeléctrico	288.8	129.6	191.9	135.2	46.7	78.0	177.3	83.0	118.7	112.6	250.1	230.7	1,842.7
Total	7,412.4	6,402.3	7,525.9	7,135.4	8,280.7	8,222.8	8,428.9	8,284.2	7,567.9	8,009.9	7,653.8	7,289.2	92,213.4

Energía Neta Facturada (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,155.2	6,662.2	7,907.4	7,020.4	7,679.3	8,466.2	9,089.0	9,593.3	8,804.6	8,761.6	7,714.4	7,180.8	96,034.4
Eoloeléctrico	238.7	198.1	147.8	73.9	92.7	97.0	80.6	147.2	96.9	185.8	216.3	261.2	1,836.3
Total	7,393.9	6,860.3	8,055.2	7,094.3	7,771.9	8,563.2	9,169.6	9,740.5	8,901.5	8,947.5	7,930.7	7,442.0	97,870.7

Variación (2020 - 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	31.7	389.5	573.4	20.2	-554.7	321.4	837.4	1,392.1	1355.3	864.4	310.7	122.2	5,663.6
Eoloeléctrico	-50.1	68.5	-44.1	-61.3	46.0	19.0	-96.7	64.2	-21.8	73.2	-33.8	30.5	-6.3
Total	-18.4	458.0	529.3	-41.1	-508.7	340.4	740.7	1456.3	1333.6	937.6	276.9	152.7	5,657.3

Energía Neta de fuentes primarias (Comparativo 2018, 2019 y 2020)

Centrales de Ciclo Combinado

Mes	2018	2019	2020	Porcentaje de Variación entre 2019 y 2020
	Energía Neta Facturada (GWh)	Energía Neta Facturada (GWh)	Energía Neta Facturada (GWh)	
Enero	6,953	7,124	7,155	0.44
Febrero	6,435	6,273	6,662	6.20
Marzo	6,949	7,334	7,907	7.81
Abril	6,563	7,000	7,020	0.29
Mayo	7,198	8,234	7,679	-6.74
Junio	7,105	8,145	8,466	3.94
Julio	7,657	8,252	9,089	10.14
Agosto	7,681	8,201	9,593	16.97
Septiembre	6,847	7,449	8,805	18.20
Octubre	7,233	7,897	8,762	10.95
Noviembre	6,912	7,404	7,714	4.19
Diciembre	6,726	7,059	7,181	1.73
TOTAL C.C.C.	84,258	90,371	96,034	6.27*

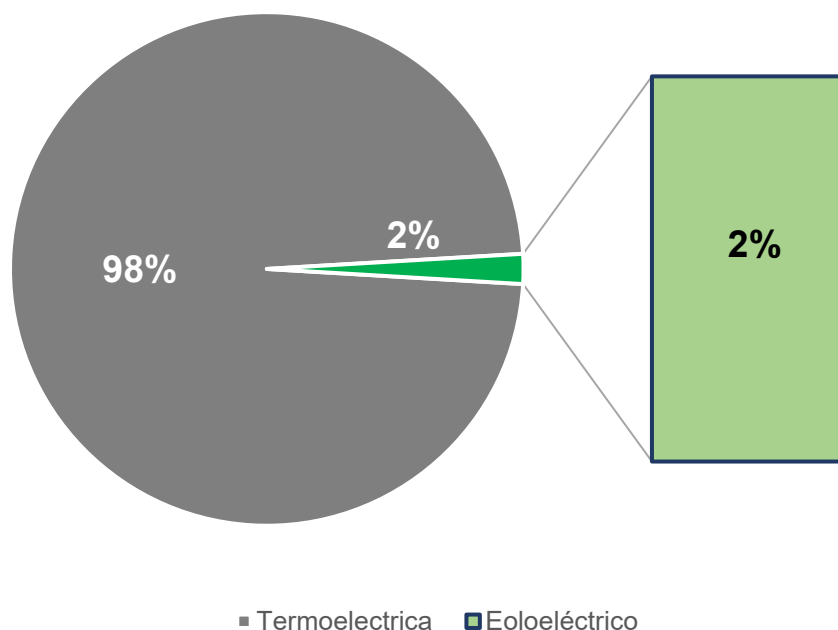
*La variación favorable de 6.27% del 2020 con respecto al 2019, se debe principalmente a que la CCC Norte III, inicio su Operación Comercial el 20 de marzo de 2020, la cual cuenta con una Capacidad neta Demostrada de 906.706 MW.

9. Participación de Energías Limpias en la generación anual

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 EPS CFE Generación V contribuyó al mercado de energía eléctrica con 1,836 GWh de generación neta con tecnología eólica, lo que equivale a un **2%** del total de la generación entregada por la EPS durante el año 2020.

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Eoloeléctrico	3.23	2.89	1.84	1.04	1.19	1.13	0.88	1.51	1.09	2.08	2.73	3.51	2.00



Energías Limpias EPS CFE Generación V por tipo de tecnología

Con esta generación de energía limpia, durante el año 2020, se evitaron 1,290,426 toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

10. Mantenimientos realizados en las Centrales de los Productores Externos de Energía

En el año 2020, se programaron 52 mantenimientos de los cuales se ejecutaron 37, debido, principalmente, a que las Centrales Altamira II, Tamazunchale, Noreste y Hermosillo reprogramaron sus mantenimientos por afectaciones en la logística de sus proveedores por la emergencia del Covid-19, y las centrales Río Bravo IV, Norte III, Mérida III, Tuxpan V, Campeche y Naco-Nogales cancelaron sus mantenimientos a petición del CENACE.

No.	Mantenimientos realizados en Centrales de Productores Externos de Energía		Fechas de ejecución	
	Central	Tipo de mantenimiento	Inicio	Término
1	Mexicali	Inspección partes calientes	02/01/20	17/01/20
2	Rio Bravo III	Inspección Boroscópica	08/01/20	16/01/20
3	Rio Bravo III	Inspección Boroscópica	08/01/20	16/01/20
4	Rio Bravo III	Inspección Turbina de Vapor	08/01/20	16/01/20
5	La Laguna II	Inspección partes calientes	10/01/20	29/01/20
6	La Laguna II	Inspección partes calientes	10/01/20	29/01/20
7	La Laguna II	Mantenimiento Menor	10/01/20	29/01/20
8	Saltillo	Inspección Mayor	17/01/20	25/02/20
9	Saltillo	Inspección Mayor	17/01/20	25/02/20
10	Tuxpan II	Inspección Boroscópica	01/02/20	08/03/20
11	Bajío	Inspección Mayor	01/02/20	08/03/20
12	Bajío	Inspección partes calientes	01/02/20	06/03/20
13	Bajío	Inspección partes calientes	01/02/20	06/03/20
14	Bajío	Inspección partes calientes	01/02/20	06/03/20
15	Tamazunchale	Inspección de Combustores y Boroscópica	01/02/20	08/02/20
16	Tamazunchale	Inspección de Combustores y Boroscópica	01/02/20	08/02/20
17	Tamazunchale	Inspección de Combustores y Boroscópica	01/02/20	08/02/20
18	Tuxpan II	Inspección Boroscópica	05/02/20	08/02/20
19	Mérida III	Inspección Auxiliares	02/03/20	08/03/20
20	Anáhuac	Inspección Boroscópica	22/03/20	29/03/20
21	Anáhuac	Inspección Boroscópica	22/03/20	29/03/20
22	Monterrey III	Inspección Boroscópica	20/06/20	23/06/20
23	Noreste	Inspección de Combustores	01/07/20	24/07/20
24	Tuxpan V	Mantenimiento concurrente	18/09/20	21/09/20
25	Altamira II	Inspección Mayor	19/09/20	11/11/20
26	Altamira II	Inspección Mayor	19/09/20	11/11/20
27	Altamira II	Inspección Mayor	19/09/20	11/11/20
28	Tuxpan V	Mantenimiento concurrente	25/09/20	27/09/20
29	Monterrey III	Inspección Boroscópica	06/11/20	09/11/20
30	Rio Bravo IV	Inspección partes calientes	06/11/20	02/12/20
31	Rio Bravo IV	Inspección Partes Calientes y generador	06/11/20	02/12/20
32	Rio Bravo IV	Inspección Turbina de Vapor	06/11/20	02/12/20
33	Chihuahua III	Inspección Boroscópica	11/11/20	14/11/20
34	Chihuahua III	Inspección Boroscópica	14/11/20	16/11/20
35	Valladolid III	Inspección Boroscópica	17/11/20	21/11/20
36	Monterrey III	Inspección Boroscópica	28/11/20	03/12/20
37	Hermosillo	Inspección Boroscópica	07/12/20	11/12/20

11. Fotos de la infraestructura



C.C. C. Altamira II



C.C. C. Río Bravo III



C.C. C. Tuxpan III y IV



C.C. C. Mexicali



C.C. C. Hermosillo

CFE Generación VI

1. Objetivo de la EPS CFE Generación VI

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

Actividades más relevantes:

- Consolidación de la restructuración de los activos mandatada por la SENER, con la realización de las actividades de transición de manera exitosa, transparente y sin afectar las operaciones de las Centrales eléctricas, incorporando a la SPH Grijalva.
- Se obtuvo una mayor disponibilidad del parque de Generación en 5.4 puntos porcentuales con respecto a la meta (a noviembre de 2020), superando de igual forma la meta establecida de Potencia Ofertada al Mercado contribuyendo a satisfacer las necesidades del Sistema durante la Contingencia Sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).
- Recuperación de capacidad de generación y disponibilidad, derivado de la aplicación de mantenimientos, con un beneficio económico de 475 mdp.
- Se formalizaron los Contratos de Representación en el Mercado Eléctrico Mayorista de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde y de las Unidades Móviles de Emergencia, obteniendo ingresos adicionales por esta actividad.
- Se fortalecieron actividades de capacitación dirigidas al desempeño de funciones sustantivas de trabajadores, mediante la formación de personal Técnico y Administrativo.

Logros más relevantes:

- Incremento de la Capacidad Efectiva con la entrada en Operación Comercial de la Unidad 11 de la C.G. Humeros, adicionando 27.121 MW (Capacidad Efectiva) de energía renovable a partir del 4 de noviembre de 2020.
- Formalización del Convenio Modificatorio del Contrato Legado con CFE Suministrador de Servicios Básicos, mejorando las condiciones contractuales para disminuir pérdidas económicas considerando la cobertura de Costos, con la inclusión del 98% de la Capacidad Efectiva del parque de Generación de la EPS CFE Generación VI.
- Aprobación por el Consejo de Administración de CFE los Proyectos CCC Riviera Maya-Valladolid, CCC Mérida y CCC Tuxpan Fase I, con lo que se incrementara la capacidad de Generación y la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, brindando mayor flexibilidad operativa, reducción de impacto al ambiente y mejora en rentabilidad.

Áreas de oportunidad:

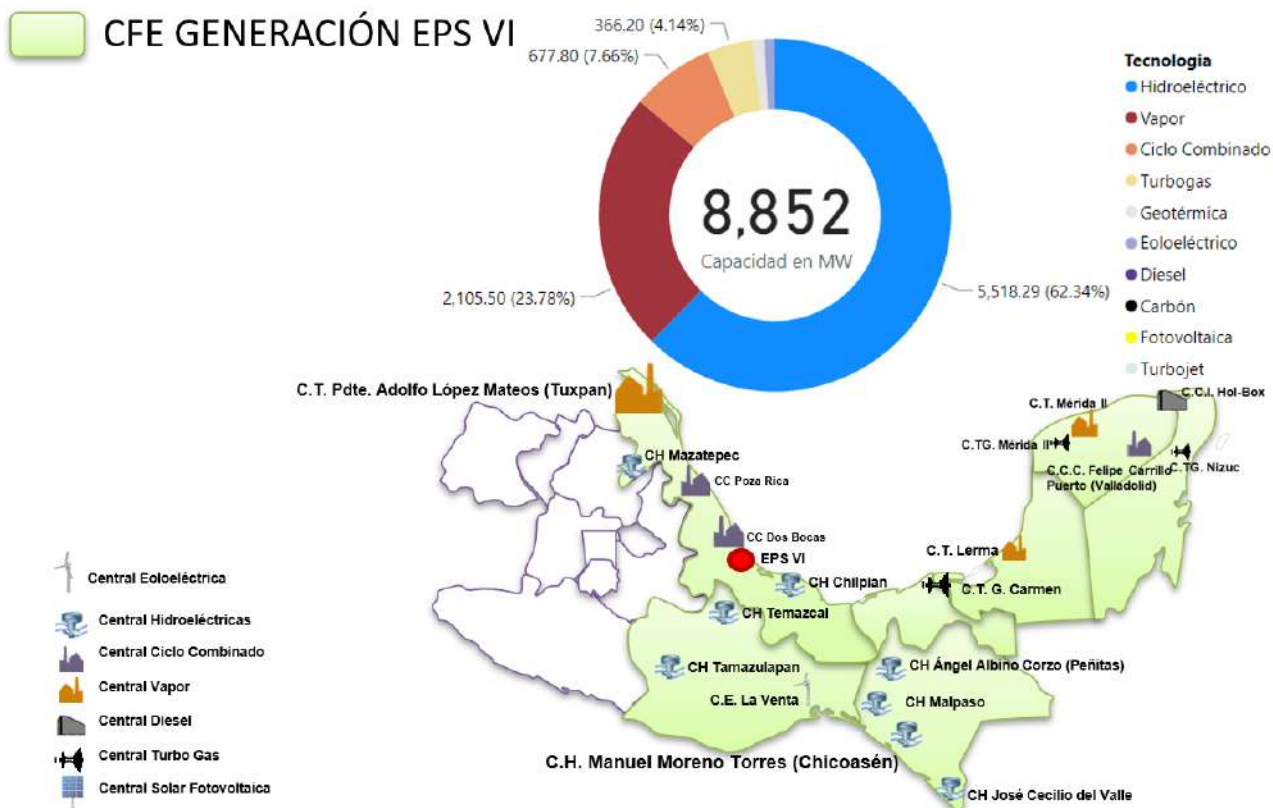
- **Resultado Operativo** de -6,955 mdp derivado a que los ingresos obtenidos del Contrato Legado, del Mercado de Corto Plazo y del Mercado de Potencia no cubren la totalidad de los costos de las Centrales.
- Se tuvo un cumplimiento con margen en los indicadores de Generación Neta y Factor de Planta debido principalmente a una mayor participación de productores privados existentes,

entrada de nuevos competidores (privados) y a la disminución de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional por la contingencia sanitaria.

- Cumplimiento con margen del indicador de Eficiencia Térmica Neta, impactando principalmente:
 - Factor de Planta y modos de operación por CENACE:
 - Bajas Cargas.
 - Ciclado de unidades.
 - Entrada en operación comercial de la Unidad 11 de la C.G. Humeros (27.121 MW), ya que a pesar de ser una Unidad Geotermoeléctrica de mayor eficiencia comparada con unidades de 5 MW de la misma Central, el consumo de energía calorífica es mayor al de las tecnologías termoeléctricas de Vapor Convencional, Turbogas y Ciclo Combinado.
 - C.C.C. Valladolid: Operación de las unidades Turbogas del paquete en vacío por pruebas operativas, con lo cual se gestionó el alta de este modo de operación en el MEM.

3. Escenario tecnológico del año 2020

Portafolio 2020



Centrales EPS VI 2020

1	C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	19	C.H. Micos
2	C.H. Malpaso	20	C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)

3	C.H. Belisario Domínguez (Angostura)	21	C.T. Mérida II
4	C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	22	C.T. Lerma
5	C.H. Temascal	23	C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
6	C.H. Mazatepec	24	C.C.C. Poza Rica
7	C.H. Tuxpango	25	C.C.C. Dos Bocas
8	C.H. Chilapan	26	C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
9	C.H. José Cecilio del Valle	27	C.G. Humeros
10	C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	28	C.TG. Nizuc
11	C.H. Minas	29	C.TG. Cancún
12	C.H. Encanto	30	C.TG. Chankanaab
13	C.H. Bombaná	31	C.TG. Xul-Ha
14	C.H. Tamazulapan	32	C.TG. Ciudad del Carmen
15	C.H. Schpoiná	33	C.TG. Mérida II
16	C.H. Ixtaczoquitlán	34	C.C.I. Hol-Box
17	C.H. Texolo	35	C.E. La Venta
18	C.H. Electroquímica	36	C.E. Yuumil' iik

Centrales que Permanecen

C.H. Temascal
C.H. Mazatepec
C.H. Tuxpango
C.H. Chilapan
C.H. José Cecilio del Valle
C.H. Minas
C.H. Encanto
C.H. Bombaná
C.H. Tamazulapan
C.H. Schpoiná
C.H. Ixtaczoquitlán
C.H. Texolo
C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)
C.T. Mérida II
C.T. Lerma
C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
C.C.C. Dos Bocas
C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
C.G. Humeros
C.TG. Nizuc
C.TG. Cancún
C.TG. Chankanaab
C.TG. Xul-Há
C.TG. Ciudad del Carmen
C.TG. Mérida II
C.E. La Venta
C.C.I. Hol-Box
C.E. Yuumil' iik

Centrales que se transfieren

C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)
C.H. Colotlipa
C.H. Portezuelos II
C.H. Portezuelos I
C.T. José López Portillo (Río Escondido)
C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)
C.C.C. Empalme I
C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)
C.C.C. Huinalá
C.C.C. Hermosillo
C.G. Cerro Prieto
C.G. Los Azufres
C.G. Tres Vírgenes
Cogeneración Salamanca (TG)
C.TG. Huinalá
C.TG. Guerrero Negro II (Vizcaino)
C.C.I. Guerrero Negro II (Vizcaino)
C.FV. Cerro Prieto

Centrales que se Incorporan

C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)
C.H. Malpaso
C.H. Belisario Domínguez (Angostura)
C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)
C.H. Camilo Arriaga (El Salto)
C.H. Electroquímica
C.H. Micos
C.C.C. Poza Rica

	2019	2020
No. de Centrales	46	36
Capacidad Efectiva (MW)	8,833	8,802
Estados con presencia	15	8

Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Ciclo Combinado	Gas Natural	3	10	677.8
Vapor Convencional	Gas Natural / Combustóleo	4	12	2,105.5
Hidroeléctrica	Agua	19	66	5,518.29
Turbogas	Diésel	6	13	366.2
Combustión Interna	Diésel	1	4	3.2
Eoloeléctrica	Viento	2	7	85.7
Geotérmica	Vapor Geotermoeléctrico	1	6	95.721
Total		36.0	118.0	8,852.41

Resumen de escenario tecnológico 2020 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Capacidad Efectiva (MW)			
Tecnología	2019	2020	Variación
Hidroeléctrica	740	5,518	↑
Vapor Convencional	2,590	2,106	↓
Ciclo Combinado	2,299	678	↓
Turbogas	927	366	↓
Geotérmica	874	96	↓
Eoloeléctrico	86	86	→
Diésel	28	3	↓
Carbón	1,285	-	↓
Fotovoltaica	5	-	↓
Total	8,833	8,852	↓

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión, marzo de 2021.

4. Generación Bruta y Neta por tecnología y por mes

La Generación Bruta en el año 2020 fue 13% inferior a la del 2019 debido principalmente a:

- Mayor participación de productores privados existentes.
- Entrada de nuevos competidores privados.
- Disminución de la demanda del Sistema Eléctrico nacional por la Contingencia Sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).

(Ver datos mensuales en Anexo Estadístico: *Tabla 16.- CFE Generación VI: Generación Bruta y Neta 2019-2020*).

Lo anterior impactó mayormente a los procesos a base de combustibles fósiles:

- Vapor Convencional, disminuyó un 65% equivalente a 5,074 GWh.
- Turbogas, disminuyó un 75% equivalente a 559 GWh.
- Ciclo Combinado, disminuyó un 14% equivalente a 406 GWh; las C.C.C. Dos Bocas y C.C.C. Poza Rica incrementaron su generación, sin embargo, el bajo despacho de la C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid) impactó mayormente en este proceso.

Los procesos (no despachables) Geotermoeléctrico y Eoloeléctrico de igual forma disminuyeron su aportación en la Generación Bruta:

- Geotermoeléctrico, disminuyó un 4% equivalente a 17.1 GWh por la indisponibilidad de unidades por suministro y calidad de vapor geotérmico.
- Eoloeléctrico, disminuyó un 13% equivalente a 10 GWh, por indisponibilidad de aerogeneradores y a un menor recurso eólico productivo.

Los procesos que registraron una mayor aportación de Generación Bruta en el año 2020 respecto al 2019 fueron:

- Hidroeléctrico, aumento un 37% equivalente a 3,285 GWh por una mayor captación de recurso hídrico de grandes presas de la cuenca del Grijalva.
- Combustión Interna (Diésel), aumento un 18 % equivalente a 1.2 GWh para satisfacer la demanda en la Isla de Holbox.

El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual; así mismo, se consideran la generación de la energía de las unidades de puesta en servicio en ambos años.

La Generación Neta tuvo un comportamiento similar que, con la Generación Bruta, en el año 2020 fue 12% inferior a la de 2019 debido principalmente a:

- Mayor participación de productores privados existentes.
- Entrada de nuevos competidores privados.
- Disminución de la demanda del Sistema Eléctrico nacional por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).

Lo anterior impacto mayormente a los procesos a base de Combustibles Fósiles:

- Vapor Convencional, disminuyó un 66% equivalente a 4,757 GWh.
- Turbogas, disminuyó un 75% equivalente a 554 GWh.
- Ciclo Combinado, disminuyó un 13% equivalente a 370 GWh; las C.C.C. Dos Bocas y la C.C.C. Poza Rica incrementaron su generación, sin embargo, el bajo despacho de la C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid) impacto mayormente en este proceso.

Los procesos (no despachables) Geotermoeléctrico y Eoloeléctrico de igual forma disminuyeron su aportación en la Generación Bruta:

- Geotermoeléctrico, disminuyó un 4% equivalente a 24 GWh por la indisponibilidad de unidades por suministro y calidad de vapor geotérmico.

- Eoloeléctrico, disminuyó un 13% equivalente a 10 GWh, por indisponibilidad de aerogeneradores y a un menor recurso eólico productivo.

Los procesos que se registraron una mayor aportación de Generación Bruta en el 2020 respecto al 2019 fueron:

- Hidroeléctrico, aumento un 37% equivalente a 3,253 GWh por una mayor captación de recurso hídrico de grandes presas de la cuenca del Grijalva.
- Combustión Interna (Diésel), aumento un 18% equivalente a 1.2 GWh para satisfacer la demanda en la Isla de Hol Box.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

Con respecto al consumo de fuentes primarias del año 2020 respecto al 2019, se observa:

- Combustóleo, insumo principal de las unidades de Vapor Convencional, disminuyó un 64% respecto al año 2019.
- Diesel, insumo principal de las unidades Turbogas y de la C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid), disminuyó un 74%; solo la C.C.I. Holbox incremento su generación, pero su capacidad es inferior a las demás unidades que consumen este energético.
- Gas Natural, insumo de la C.C.C. Dos Bocas y C.C.C. Poza Rica, incrementó un 21%.
- Agua Turbinada, insumo de las unidades del proceso Hidroeléctrico, incrementó un 38%.

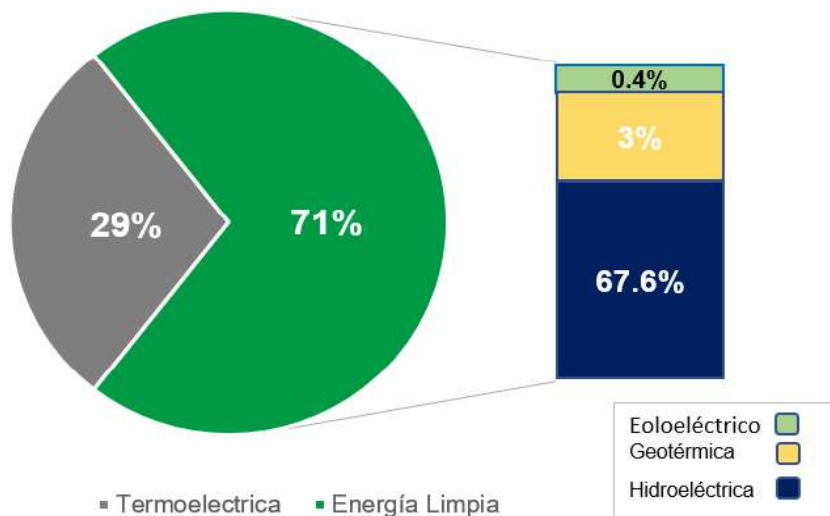
(Ver datos mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: *Tabla 17.- CFE Generación VI: Utilización de Fuentes Primarias 2019-2020*) El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

6. Participación de energías limpias en la generación anual

La EPS CFE Generación VI tiene una Capacidad Instalada de 8,801.9 MW, de la cual el 64.8 % la integran unidades de energía limpias:

En el año 2020 el **71 %** de la Generación Neta anual fue a base en energía limpias. A continuación, se muestran los porcentajes de participación de las energías limpias en la Generación Neta por proceso:

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica													
Geotermoeléctrica	46.6	38.4	43.7	65.3	76.2	86	86	82.7	80.8	77.9	67	70.6	71.00
Eoloeléctrico													



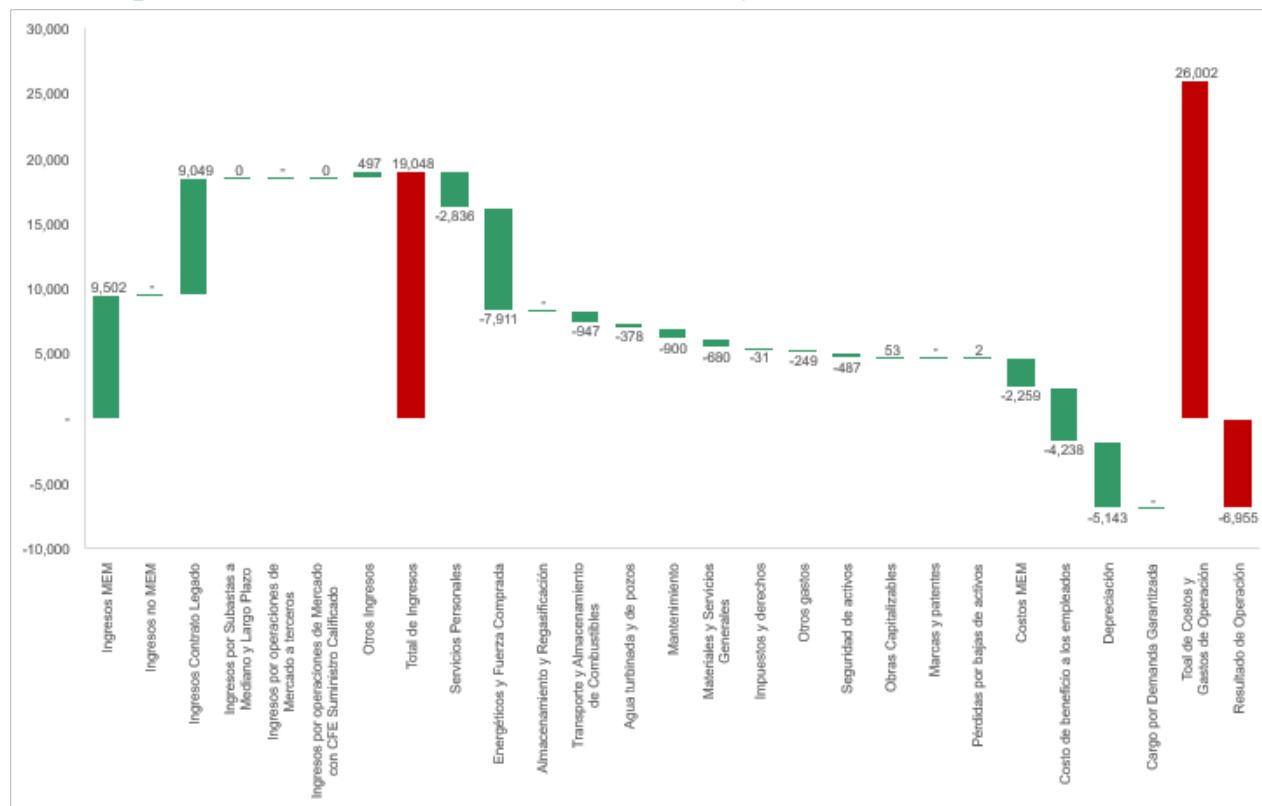
Energías Limpias EPS CFE Generación VI por tipo de tecnología

En lo que se refiere al total de Emisiones evitadas de CO₂ en el año 2020, con la participación de las energías limpias, se tuvo un total de 8,824,114 miles de toneladas de CO₂.

En cuanto al tema de Certificados de Industria Limpia (CEL), las unidades 10 y 11 de la C.G. Humeros cumplen con la normativa que les permite acreditar CEL's por parte de la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

En el año 2020 se generaron 300,838 CEL's, los cuales fueron acreditados por la CRE en su plataforma "Sistema de Gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias (S-CEL)", entregados a través del mismo sistema a CFE Suministrador de Servicios Básicos para honrar las obligaciones del Contrato Legado.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la EPS CFE Generación VI⁷

Fuente: Cubos de Esbasse FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras en millones de pesos.

En el año 2020, los ingresos de las Centrales se obtuvieron principalmente por su operación en el Mercado Eléctrico Mayorista y el Contrato Legado para el Suministro Básico, representando el 49.9% y 47.5% respectivamente del total de ingreso de la EPS CFE Generación VI; La EPS no cuenta con ningún contrato de cobertura con algún Suministrador Calificado ni contratos derivados de alguna Subasta a Mediano o Largo Plazo.

8. Tablero de principales indicadores financieros

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

(Ver datos mensuales y comparativos en Anexo Estadístico: *Tabla 18.- CFE Generación VI: Principales Indicadores Financieros*) El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

El Resultado Operativo del año 2019 fue de 143 mdp y en el 2020 de -6,955 mdp; lo anterior obedece a que los costos no se recuperaron en su totalidad, tanto de las Centrales que perciben

⁷ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la EPS.

ingresos del Contrato Legado, así como de las que perciben ingresos del Mercado de Corto Plazo y Mercado de Balance de Potencia, de acuerdo a la relación Ingresos por Energía-Costos Variables e Ingresos por Potencia-Costos Fijos, conjuntándose un lo siguiente:

- **Ingresos por venta de Energía y Potencia (Contrato Legado)**

En el año 2020 se tuvo una disminución del Ingresos por venta de Energía (Contrato Legado) con respecto al 2019 debido principalmente a que la mayor cantidad de energía entregada al Contrato Legado correspondió a Centrales Hidroeléctricas, aunado a la salida de la C.T. Mérida II y la C.C.C. Poza Rica del Contrato Legado por término de vigencia.

De igual forma en el año 2020 se tuvo una disminución del Ingreso por Potencia (Contrato Legado) con respecto al 2019 debido principalmente la salida de la C.T. Mérida II y C.C.C. Poza Rica del Contrato Legado por término de vigencia.

- **Ingresos por venta de Energía y Potencia (fuera de Contrato Legado)**

En el año 2020 se tuvo una disminución del Ingreso por venta de Energía (fuera de Contrato Legado) con respecto al 2019 debido principalmente a una mayor participación de productores privados existentes, entrada de nuevos competidores (privados) y disminución de demanda por la contingencia sanitaria, impactando principalmente a las C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan) y C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid), aunado a la disminución del 56% en los precios nodales.

Los precios de la Potencia del Mercado de Balance de Potencia (tanto del año 2019 y 2020) no cubren los costos fijos de las Centrales de parque de Generación.

Aunado a lo anterior se tuvo un incremento de los costos de Depreciación, derivado de la revaloración de los Activos Fijos.

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)
- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)
- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Indisponibilidad por Falla (%)
- Indisponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

		2019												
Indicador		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)		8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522
Generación Neta de		1,045	1,477	1,420	1,689	2,653	2,209	2,067	2,116	1,487	1,421	1,281	1,114	19,985

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Energía Eléctrica (GWh)													
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	11,528	11,606	11,725	12,056	11,800	11,810	11,900	11,793	12,430	12,419	12,471	11,757	11,921
Factor de Planta (%)	16.63	26.15	22.76	27.74	42.01	36.18	32.74	33.56	24.51	22.64	21.19	17.85	27.00
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	43.8	35.5	35.1	46.5	48.9	49.3	54.0	51.9	49.4	49.7	42.6	39.0	46.5
Indisponibilidad por Falla (%)	2.1	4.0	2.6	2.0	2.3	3.7	2.6	2.2	4.0	2.3	1.7	1.4	2.6
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.9	4.1	3.3	2.3	3.6	3.9	3.3	3.7	4.3	3.6	2.8	1.8	3.1
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	2	9	18	18	15	13	6	4	7	7	16	25	140
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	71	738	1,158	1,768	267	78	26	7	98	0	834	898	5,943
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	-	5.4	17.1	67.9	35.9	12.2	27.0	1.2	92.6	121.2	96.6	182.3	659.5

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MW)	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,522	8,548	8,548	8,548
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	988	1,049	1,353	1,285	1,699	1,728	1,875	1,871	1,655	1,387	1,263	1,372	17,531
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)	12,390	11,805	12,050	12,957	12,468	12,144	12,809	12,692	13,266	13,381	13,426	12,811	12,592
Factor de Planta (%)	15.86	17.97	21.56	21.08	26.59	27.72	29.12	29.10	26.66	21.69	20.55	21.56	23.31
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	46.7	38.5	43.7	65.3	76.2	86.0	86.0	82.7	80.9	78.0	67.0	70.5	71.1
Indisponibilidad por Falla (%)	3.3	0.8	1.1	1.5	1.1	1.2	0.8	2.0	2.5	2.8	1.0	3.3	1.8
Indisponibilidad por Decremento (%)	1.5	1.7	2.4	2.2	0.9	1.2	0.8	0.8	0.6	0.7	1.1	0.9	1.2

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	3	10	5	27	24	4	1	3	4	14	19	14	128
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	123	546	391	2,288	963	17	14	1	65	322	371	792	5,893
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	190.2	45.6	0.1	1.7	8.8	-	1.5	0.8	17.1	115.8	67.5	100.4	314.3

Variación (2020 – 2019)													
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	0	0	0	26	26	26
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	-51	-427	-61	-404	-953	-482	-192	-252	163	-26	-16	242	-2,460
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / KWh)	862	200	325	901	668	334	909	900	836	962	955	1,054	671
Factor de Planta (%)	-0.8	-8.2	-1.2	-6.7	-15.4	-8.5	-3.6	-4.5	2.1	-1.0	-0.6	3.7	-3.7
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	2.9	3.0	8.6	18.8	27.3	36.7	32.1	30.9	31.5	28.3	24.4	31.6	24.7
Indisponibilidad por Falla (%)	1.2	-3.2	-1.4	-0.5	-1.2	-2.5	-1.7	-0.2	-1.5	0.5	-0.7	1.9	-0.8
Indisponibilidad por Decremento (%)	0.5	-2.4	-0.8	-0.2	-2.7	-2.7	-2.4	-2.9	-3.7	-2.9	-1.8	-0.9	-1.9
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	1	1	-13	9	9	-9	-5	-1	-3	7	3	-11	-12
Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	52	-192	-767	520	696	-61	-12	-6	-33	322	-463	-106	-50
ENOG por mantenimiento extendido (GWh)	190.2	40.2	-17.1	-66.2	-27.1	-12.2	-25.4	-0.4	-75.5	-5.4	-29.1	-81.9	-345.1

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la EPS CFE Generación VI

Fuente: Departamento Regional de Control de Gestión / Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

El Programa Operativo Anual se integra por 10 indicadores que permiten evaluar el desempeño operativo y las iniciativas de proyectos de la empresa.

Durante el periodo de enero a diciembre de 2020, se alcanzaron los siguientes resultados:

- 5 de las métricas (50%), presentan resultados favorables (igual o mejor a la meta, color verde):
 - Capacidad Neta Efectiva.
 - Porcentaje de Energía proveniente de Fuentes Limpias.
 - Disponibilidad por Falla.
 - Disponibilidad por Decremento.
 - Capacidad Mantenido.
- 4 de las métricas (40%) presentan resultados dentro del margen, de acuerdo con los criterios de aceptación aplicables (color amarillo):
 - Generación Neta.
 - Régimen Térmico Neto de todas las unidades.
 - Factor de Planta.
 - ENOG por mantenimiento Extendido.
- 1 de las métricas (10%) están fuera del margen de cumplimiento, de acuerdo con los criterios de aceptación aplicables. (color rojo):
 - Numero de Mantenimientos Concluidos.

Comentarios a las variaciones de indicadores en comparativa 2020-2019:

Capacidad Neta Efectiva: El indicador cumplió con la meta establecida en el año 2020 y registró un valor de incremento en comparación al 2019 por la entrada en operación comercial de la Unidad 11 de la C.G. Humeros.

Generación Neta: En el año 2020 el indicador cumplió con margen su meta, al presentar un resultado de 17,690 GWh y una desviación de -145 GWh, comparada con la meta de 17,835 GWh, logrando un cumplimiento de 99.19 %; con respecto al año 2019 se obtuvo un valor menor en el 2020, impactando principalmente la mayor participación de productores privados existentes, la entrada de nuevos competidores (privados) y disminución de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional por la contingencia sanitaria.

Régimen Térmico Neto de todas las unidades (todas las unidades): En el año 2020 el indicador cumplió con margen la meta establecida, al presentar un resultado de 12,592 kJ/kWh y una desviación de 340 kJ/kWh en comparación con la meta de 12,252 kJ/kWh, logrando un cumplimiento de 97.23 %. Comparado con el año 2019, en el 2020 se obtuvo un valor superior impactando principalmente:

- Factor de Planta y modos de operación por CENACE:
 - Bajas Cargas.
 - Ciclado de unidades.
- Entrada en operación comercial de la Unidad 11 de la C.G. Humeros (27.121 MW), ya que a pesar de ser una Unidad Geotermoeléctrica de mayor eficiencia comparada con unidades de 5 MW de la misma Central, el consumo de energía calorífica es mayor al de las tecnologías termoeléctricas de Vapor Convencional, Turbogas y Ciclo Combinado.

- C.C.C. Valladolid: Operación de las unidades Turbogas del paquete en vacío por pruebas operativas, con lo cual se gestionó el alta de este modo de operación en el MEM.

Factor de Planta: En el año 2020 el indicador cumplió con margen su meta, al presentar un resultado de 23.31 % y una desviación de -1% en comparación con la meta de 24.06%, alcanzando un cumplimiento de 96.88%. Con respecto al año 2019, en el 2020 se obtuvo un valor menor, impactando principalmente la mayor participación de productores privados existentes, la entrada de nuevos competidores (privados) y disminución de la demanda del Sistema Eléctrico Nacional por la contingencia sanitaria.

Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias: El indicador cumplió su meta en el año 2020, al presentar un resultado de 71.13%, con la meta de 51.42%, logrando un cumplimiento de 138.32%. Con respecto al 2019, el valor obtenido en el 2020 fue superior por una mayor participación de las unidades del proceso Hidroeléctrico al presentarse un mayor recurso hídrico en la cuenca del Grijalva (al presentarse fenómenos meteorológicos que incrementaron el llenado de presas) aunado a un menor despacho de unidades a base de combustibles fósiles.

Indisponibilidad por Falla: El indicador cumplió su meta en el año 2020, al presentar un resultado de 1.79%, con la meta de 2.51 %, alcanzando un cumplimiento de 128.72%. Con respecto al 2019, el valor del 2020 fue menor, producto de la aplicación de mantenimientos y una menor exposición a falla de unidades a base de combustibles fósiles por bajo despacho.

Indisponibilidad por Decremento: El indicador cumplió su meta en el año 2020, al presentar un resultado de 1.23%, con la meta de 3.84%, logrando un cumplimiento de 167.97%. Con respecto al 2019, el valor del 2020 fue menor, producto de la aplicación de mantenimientos y una menor exposición a falla de unidades a base de combustibles fósiles por bajo despacho.

Número de Mantenimientos Concluidos: El indicador no cumplió su meta del año 2020 al obtener un resultado de 128 mantenimientos concluidos (incluyendo un mantenimiento semestral adicional de la Unidad 2 de la C.T. Mérida II) de 143 programados, con lo que se obtuvo un cumplimiento del 89.51% y una desviación de 15 mantenimientos; las principales causas de diferimiento fueron los requerimientos de generación de CENACE y el no cumplir las horas de operación programadas.

Capacidad Mantenido: El indicador cumplió su meta en el año 2020.

ENOG por Mantenimiento Extendido: El indicador cumplió con margen la meta del año 2020 al obtener un resultado de 314,343 MWh en comparación con la meta de 192,594 MWh; el principal impacto que se presentó fue el retraso en la entrega de materiales y refacciones, falta de personal por parte de contratistas y por la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19).

Principales Indicadores Operativos 2018-2020

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
1. Capacidad Neta (MW)	8,522	8,522	8,549	100	100
2. Generación Neta (GWh)	23,530	19,985	17,531	86	88
3. Régimen Térmico (kJ/kWh)	11,735.82	11,921.29	12,592.17	102	106
4. Factor de Planta (%)	31.47	27.00	23.31	-4.4(pp)	-3.6 (pp)
5. Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias (%)	62.17	46.47	71.13	-15.7 (pp)	24.6 (pp)
6. Indisponibilidad por Falla (%)	10.57	2.55	1.79	8 (pp)	-0.7 (pp)
7. Indisponibilidad por Decremento (%)	2.12	3.12	1.23	1 (pp)	-1.9 (pp)

Indicador / Resultado	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
8. Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm.)	*	140	128	*	91
9. Capacidad Mantenida (Mttos. Definidos) (MW)	*	5,943	5,893	*	99
10. ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	*	659,477	314,343	*	48

* No se incluye información derivado de cambio de metodología de cálculo no comparable.

Los valores de las variaciones se reportan como diferencia 2019-2018 y 2020-2019.

Datos obtenidos del SIACIG. El comparativo del ejercicio 2020 vs 2019, se realizó considerando una simulación en el año 2019 con el portafolio actual.

Comparaciones Referenciales (Valores de Benchmarking por tecnología)

- **Indisponibilidad por Falla**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Falla (%)	Ciclo Combinado	2.56	2.85	3.11	2.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	7.74	8.05	3.12	3.62	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.20	0.31	0.75	0.4	CFE
	Turbogas	9.38	1.53	5.52	4.40	NERC
	Combustión Interna	0.00	0.57	0.00	5.09	NERC
	Eoloeléctrica	0.03	0.01	0.28	-	NA
	Geotermoeléctrica	3.96	14.52	15.89	3.86	CFE

- **Indisponibilidad por Decremento**

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020	Benchmarking Internacional	
Indisponibilidad por Decremento (%)	Ciclo Combinado	8.84	11.62	5.17	0.49	Euroelectric
	Vapor Convencional	9.18	10.80	2.23	2.08	Euroelectric
	Hidroeléctrica	0.00	0.00	0.00	-	NA
	Turbogas	0.28	0.88	0.15	0.29	Euroelectric
	Combustión Interna	0.00	0.00	0.00	1.46	NERC
	Eoloeléctrica	23.23	32.86	29.87	-	NA
	Geotermoeléctrica	0.21	0.46	0.03	3.86	CFE

NERC (North American Electric Reliability Corporation) Valores promedio del periodo 2015 al 2019

Euroelectric: Valores promedio del periodo 2003 al 2012, reportados en el “Availability of Thermal Power Plants”

CFE: Mejor resultado del periodo 2018 al 2020, integrado centrales propias de CFE.

Comparativo de resultados EPS CFE Generación I y Benchmarking Internacional

Fuente: Subdirección

A continuación, se indican las principales causas que impactan en la desviación de los resultados de los indicadores de Indisponibilidad de Falla y Decremento con respecto al Benchmarking Internacional:

- **Antigüedad del Parque de Generación.** Actualmente en la EPS tiene una antigüedad en promedio del parque de generación mayor a 30 años, lo cual impacta la degradación de componentes y obsolescencia de sistemas, causales potenciales de fallas y decrementos de unidades generadoras, sobre todo de los procesos de Vapor Convencional, Ciclo Combinado y Turbogas. De igual forma, las eficiencias de diseño de nuestro parque de generación se consideran bajas en comparación a las unidades generadoras de reciente tecnología.
- **Mantenimientos con alcances limitados.** Derivado de ajustes y prioritizaciones presupuestales no se ejecutaron mantenimientos con alcances completos en años anteriores.
- **Modos de operación del CENACE.** La flexibilidad operativa que ha exigido el CENACE con el Ciclado de unidades, operación a bajas cargas (sobre todo en las unidades de Vapor Convencional) y los continuos arranques de unidades para dar confiabilidad al sistema (Proceso Turbogas e Hidroeléctrico) han impactado en la confiabilidad de las unidades, deteriorando de manera importante equipos y sistemas.

Respecto a las Indisponibilidad por Falla, a continuación, se describen las causas de mayormente impactaron en las unidades generadoras (por tecnología):

- **Ciclo Combinado:** CCC Poza Rica, mayor impacto de la U1, por baja presión de descarga de bomba auxiliar de lubricación de turbina con una EnoG de 23,153 MWh el 24% del total del impacto que tuvo la Central de 87,750 MWh y C.C.C. Dos Bocas, mayor impacto de la U1, por pérdida de flama con una EnoG de 28,567 MWh el 34% del total del impacto que tuvo la Central de 82,612 MWh.
- **Vapor Convencional:** C.T. Pdte. Adolfo López Mateos, mayor impacto de las unidades 1 a 5 por fallas en generador de vapor con una EnoG de 152,090 MWh el 40% del total del impacto que tuvo la Central de 376,839 MWh.
- **Hidroeléctrica:** C.H. Peñitas, mayor impacto de la U1, por rozamiento de rotor con estator, fractura de transmisores de par con una EnoG de 240,964 MWh el 91% del total del impacto que tuvo la Central de 262,225 MWh.
- **Turbogas:** C.T.G. Xul-Há, mayor impacto en la U2, por falla en motor de arranque con una EnoG de 54,379 MWh el 75% del total que tuvo la Central de 72,395 MWh.
- **Eoloeléctrico:** C.E. La Venta, indisponibilidad de los aerogeneradores.

- **Geotermoeléctrico:** C.G. Humeros, mayor impacto de la U9 por alta vibración en chumacera 2 con una EnoG de 81,361 el 80% del total del impacto que tuvo la Central de 101,745 MWh.

Respecto a la Indisponibilidad por Decremento, las principales causas que impactaron a las Unidades se describen a continuación (por tecnología):

- **Ciclo Combinado:** el principal impacto lo tienen la C.C.C Poza Rica por decrementos en la Unidad 4 asociados a problemáticas del sistema de turbina de unidades 2 y 1, con una EnoG de 103,883 MWh el 55% del total que tuvo la Central de 187,071 MWh y la C.C.C. Dos Bocas por decrementos en la Unidad 5 por indisponibilidad de turbinas de gas 1 por pérdida de Flama 38%, así como por mantenimiento a unidades del mismo paquete.
- **Vapor Convencional:** el principal impacto lo tienen la C.T. Tuxpan por operación a baja presión para protección de los elementos del generador de vapor en unidades 1 y 2, ensuciamiento de los precalentadores de aire regenerativo de unidades 3 y 6; así como por operación a baja presión para protección de los tubos del generador de vapor de las unidades 3 y 4 de la C.T. Lerma.

10. Principales proyectos de infraestructura en el año 2020

- Proyectos de Construcción en proceso o concluido.

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CG Los Humeros III Fase A – 27 MW Entrada en Operación Comercial: 04.nov.2020	858	Fortalecer Industria Eléctrica
Total	858	

289 CH Chicoasén II

El proyecto hidroeléctrico, que consta de 3 unidades de 80 MW, para un total de capacidad de generación de 240 MW, se encuentra suspendido por graves atrasos en su construcción que derivaron en controversias jurídicas con el contratista. En junio de 2020, el Tribunal Arbitral Internacional, emitió el laudo a favor del Consorcio que construía el PH Chicoasén II a cargo de la CPH. La Oficina del Abogado General (OAG) de la CFE promovió juicio de nulidad, por lo que el proyecto actualmente está en proceso de controversia jurídica. Una vez resuelta, se procederá a la revaloración del proyecto. La CFE mantiene la defensa legal de los legítimos intereses de la empresa y de los recursos de la Nación.

- Proyectos indicativos

Nombre del Proyecto	Monto de Inversión (mdp)	Objetivo
CCC Mérida	7,209.73	Central Ciclo Combinado 509 MW (+/-10%)
CCC Tuxpan Fase I	12,156.6	Central Ciclo Combinado de 1,086 MW (+/- 10%)
CCC Riviera Maya-Valladolid	13,352.83	Central Ciclo Combinado 1,037 (+/- 10%)
Total	32,719.16	

11. Programa de mantenimientos ejecutados

En 2020 se desarrolló un programa de mantenimiento a unidades de generación, aplicado en 34 centrales. La inversión agregada fue de 1,865 millones de pesos.

Derivado a la ejecución de los mantenimientos de parada programada efectuados a las unidades generadoras se obtuvo una recuperación de capacidad de 280.4 MW.

12. Actividades del Consejo de Administración.

La situación de salud que enfrenta nuestro país desde febrero de 2020, a causa de la contingencia sanitaria por el virus SARS-CoV-2 (COVID-19), impuso la necesidad de adaptar la logística de las sesiones del Consejo de Administración. Por ello, para preservar la salud de sus miembros e invitados y cumplir con las medidas y acciones instrumentadas por las autoridades de la materia, las dos últimas sesiones del año pasado fueron celebradas vía remota a través de videoconferencias en tiempo real. En total fue posible concretar las sesiones siguientes:

- **Décima Primera Sesión Extraordinaria.** Fecha: 21 de febrero de 2020

Acuerdos	
CA-GVI-94/2020	CA-GVI-95/2020
Aprobación del Orden del Día	Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (1)

- **Décima Segunda Sesión Ordinaria.** Fecha: 03 de abril de 2020

Acuerdos	
CA-GVI-96/2020	CA-GVI-97/2020
Aprobación del Orden del Día	Aprobación de actas de sesiones previas
CA-GVI-98/2020	CA-GVI-99/2020
Toma de conocimiento del seguimiento de acuerdos	Designación de la Prosecretaria
CA-GVI-100/2020	CA-GVI-101/2020
Aprobación del estado que guarda la Empresa	Toma de conocimiento de los avances en el Proyecto Prioritario de Generación (1)
CA-GVI-102/2020	CA-GVI-103/2020
Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (2)	Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (3)
CA-GVI-104/2020	CA-GVI-105/2020
Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (4)	Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (5)
CA-GVI-106/2020	CA-GVI-107/2020
Toma de conocimiento de Proyecto Prioritario de Generación (6)	Aprobación del programa operativo anual 2020
CA-GVI-108/2020	CA-GVI-109/2020

Aprobación de modificaciones al estatuto orgánico	Toma de conocimiento del gasto anual 2020 autorizado
---	--

CA-GVI-110/2020

Toma de conocimiento del informe de labores 2019 del Comité de Auditoría	
--	--

- **Décima Tercera Sesión Ordinaria.** Fecha: 27 de agosto de 2020

Acuerdos

CA-GVI-111/2020

Aprobación del Orden del Día	Aprobación del acta de la sesión anterior
------------------------------	---

CA-GVI-113/2020

Toma de conocimiento del seguimiento de acuerdos	Aprobación del informe del estado que guarda la Empresa
--	---

CA-GVI-115/2020

Toma de conocimiento del seguimiento de los Proyectos Prioritarios de Generación	Aprobación para que la administración proponga el Portafolio de Proyectos y Programas de Inversión para su integración al Mecanismo de Planeación 2020-2024
--	---

CA-GVI-117/2020

Aprobación del informe anual 2019	Aprobación de los estados financieros dictaminados 2019
-----------------------------------	---

CA-GVI-119/2020

Aprobación del anteproyecto de presupuesto para 2021	Designación de la titular del departamento jurídico
--	---

CA-GVI-121/2020

Toma de conocimiento de los programas de inversión en mantenimientos del ejercicio 2020-2024	
--	--

Las versiones públicas de los citados Acuerdos están disponibles en el portal oficial: <https://www.cfe.mx/genvi/consejodeadministracion/pages/acuerdos.aspx>.

13. Fotos de la infraestructura



C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasen)



C.H. Angel Albino Corzo (Peñitas)



C.H. Belisario Domínguez



C.TG. Cancún.



C.E. La Venta

Central Nuclear Laguna Verde

1. Objetivo de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas

Contribuir con la CFE al desarrollo y bienestar del país con la entrega de energía segura y confiable al Sistema Eléctrico Nacional para el servicio público que permita abastecer la demanda de energía de los distintos usuarios en el país.

Misión:

“Con máxima prioridad en la seguridad y respeto al medio ambiente, generar electricidad garantizando la operación confiable y rentable de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde”.

Visión:

“Ser la Central Nuclear con el mejor desempeño en su tipo”.

2. Resumen ejecutivo

La Central Laguna Verde continúa en la búsqueda de la excelencia por lo que para mejorar el desempeño resuelve áreas de mejora que permitirán alcanzar los resultados deseados para compararse con las mejores Centrales de la industria nuclear. Para acelerar la obtención de resultados, se emitió la nueva revisión del Plan de Excelencia, el cual tiene como propósito mejorar el desempeño integral de la Central, para garantizar la operación segura y confiable de la instalación. Se basa en tres ejes rectores para mejorar el desempeño; las Personas, los Procesos y los Equipos de la Central Nuclear.

La Unidad 1 durante el ciclo operativo 20, entregó 9,267 GWh al Sistema Interconectado Nacional, imponiendo un récord de 532.2 días continuos en línea. Se mantuvo sincronizada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante todo su ciclo operativo.

A mediados de junio de 2019, se realizó el mantenimiento y recarga de combustible a la Unidad 2, la cual el 11 de junio de 2019, inició el ciclo operativo 17. El ciclo operativo 17 concluyó el 15 de noviembre de 2020. En el ciclo 17 esta Unidad entregó 8,710 GWh al SIN y con la salida de línea el 15 de noviembre de 2020, iniciaron los trabajos de mantenimiento y recarga de combustible No.17 con duración programada de 47 días; por tal motivo, esta Unidad concluyó el mes de diciembre de 2020 fuera de línea.

Mediante la operación de las dos unidades generadoras, la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas, logró un buen desempeño operativo durante el año 2020. La energía entregada al sistema eléctrico nacional (SEN) representó un volumen de energía neta nacional de 10,864.27 GWh equivalente al 4% del total de la energía que se inyecta en la red, incluyendo los participantes del mercado.

El desempeño financiero se realizó con base en la integración de la información financiera que establece el lineamiento de la Subdirección de Evaluación Operativa (LN-1020-004), y como insumo se empleó la información disponible en el Sistema SAP, extraídos a través de Essbase.

Al cierre de diciembre de 2020, la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde tuvo Ingresos totales por 13,845 mdp, Costos y gastos de operación por 8,815 mdp, obteniendo un Resultado de Operación sin marcas, patentes y sin cargo por demanda garantizada por 5,030 mdp (utilidad antes de

impuestos).⁸

Logros

- **Factor de Disponibilidad Propia de 83.76%.** La Central Laguna Verde entregó al país 10,864.27 GWh de energía eléctrica para el servicio público, generada de forma segura para los trabajadores, la población y el medio ambiente; con un factor de Disponibilidad Propia de 83.76%.
- **Récord de Operación Continua en la Unidad Generadora Uno.** En agosto de 2020 la Unidad Generadora concluyó su ciclo operativo número 20 sin salir de línea durante el ciclo completo, estableciendo un récord de 532.2 días de operación continua.
- **Renovación de la Licencia de Operación de la Unidad Generadora Uno.** Se obtuvo del Organismo Regulador Nacional (CNSNS) la renovación de la licencia de operación comercial de la Unidad 1 por 30 años. Se concluyeron las pruebas, verificaciones, y se entregaron todos los requerimientos de información adicional con la finalidad de poder obtener la renovación de licencia en la Unidad 2.
- **Conclusión de Instalación de Almacenamiento de Combustible Gastado.** Se concluyó la Instalación Independiente para el Almacenamiento en Seco de Combustible Nuclear Gastado “Independent Spent Fuel Storage Installation (ISFSI)”, que permitió extender la capacidad de almacenamiento y alargar el tiempo de operación de ambas unidades. Dicha instalación cuenta con capacidad para almacenar la totalidad de ensambles de combustible que se generen durante 60 años de operación comercial de la Central.

Plan de Excelencia

La estrategia gerencial del Plan de Excelencia Rev.2 de la GCN tiene como propósito mejorar el desempeño integral de la Central, para garantizar la operación segura y confiable de la instalación.

Se consideran 3 ejes rectores: Personas, Procesos, Equipos.

El principal énfasis está en los comportamientos de los profesionales nucleares que laboran en la Central Laguna Verde. El término de profesional nuclear se refiere a los individuos que aplican conocimientos esenciales, habilidades, comportamientos y prácticas para conducir su trabajo con seguridad y confiabilidad en la Central nuclear.

La retroalimentación respetuosa, abierta y honesta; requiere incorporarse al quehacer diario para retornos de manera saldable unos a otros sumando así a la mejora en el desempeño de la Central.

3. Escenario tecnológico del año 2020

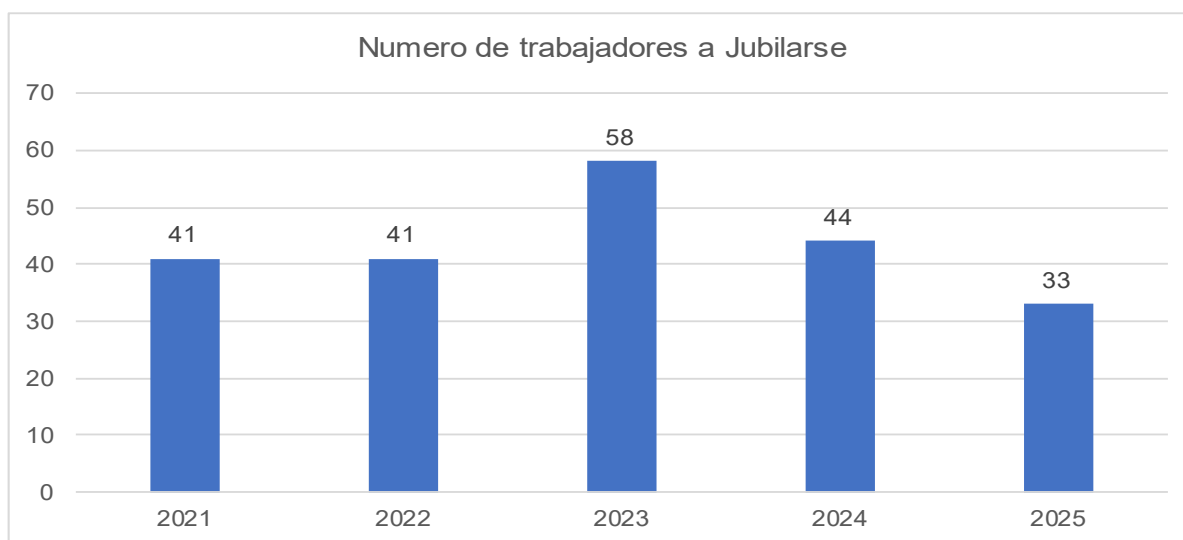
Tecnología	Energético (Tipo)	Centrales (No.)	Unidades (No.)	Capacidad (MW)
Nuclear	Uranio	1	2	1,608

- Promedio de edad del personal de la Central Laguna Verde.

⁸ Las cifras financieras son preliminares, sujetas a cambios derivados al cierre de Estados Financieros Dictaminados Auditados.

EDADES POR RANGOS	TOTAL
>= 20 Y <= 24	2
>=25 Y <=30	91
>=31 Y <=40	537
>=41 y <=45	209
>=46	430
TOTAL DE PERSONAS	1269

- Proyección de retiros próximos de personal.



4. Generación Bruta y Neta por mes

Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	895	466	1,021	865	586	892	1,024	1,047	1,113	1,081	1,134	1,065	11,190

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	1,119	1,112	1,174	1,134	1,035	984	1,021	765	519	1,019	705	589	11,178

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	223.9	645.9	153.2	268.9	448.9	92.6	-3.6	-282.0	-593.7	-62.0	-428.7	-475.4	-11.9

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 C.N. Laguna Verde

Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	870	452	991	841	571	867	997	1,016	1,083	1,052	1,104	1,037	10,881

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	1,089	1,083	1,142	1,104	1,006	955	991	742	503	990	686	574	10,864

Diferencia Generación Neta (GWh)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	218.5	630.2	151.8	263.0	434.7	87.9	-6.6	-274.0	-579.9	-61.9	-417.4	-462.7	-16.5

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 C.N. Laguna Verde

La producción anual de energía de la Central Laguna Verde está basada principalmente en las horas que permanezca operando a plena potencia durante el año a evaluar; en el caso de los años 2019 y 2020; se programaron salidas por mantenimiento y recarga de combustible, es por ello que la energía producida es muy similar en los años mencionados.

Análisis del comportamiento de los datos

- **Unidad Generadora Uno**

- Para realizar la recarga de combustible número 20 de la Unidad Uno, se aplazó su inicio, por esa razón, la Unidad se decrementó al 75% PTN a partir del 15 de mayo para extender su ciclo operativo No. 20 hasta el 15 de agosto a las 00:00 horas. Por esta condición operativa que no estuvo considerada en la meta; se dejaron de generar 374 GWh de energía bruta.
- La Unidad debió ponerse en línea el 15 de septiembre, sin embargo, debido a la extensión del mantenimiento por 16.4 días; se puso en línea el 02 de octubre de 2020.
- La indisponibilidad total por el mantenimiento extendido fue de 318 GWh.
- En el último trimestre del 2020, se tuvieron 24.1 GWh de pérdida por decrementos no planeados, principalmente por disparo de bomba "A" de agua de servicio nuclear (agua de mar) y por tener fuera de servicio el lazo "A" de agua de recirculación de agua del reactor en el mes de noviembre.

- **Unidad Generadora Dos**

- Experimentó dos salidas de línea en mayo y noviembre que representaron una pérdida total de 117 GWh.
- Entre el 31 de agosto y el 6 de noviembre, se redujo potencia en la Unidad por presentar una fuga en válvulas de control de flujo de recirculación de agua del reactor, lo que representó una pérdida de 157 GWh.
- En noviembre, la Unidad operó 3.6 días al 85% de potencia antes de salir de línea para implementar la recarga de combustible, debido a que la bomba "B" del sistema de agua de circulación (agua de mar) estaba en mantenimiento preventivo, lo que representó una pérdida de 10 GWh.

5. Utilización de Fuentes primarias de Energía

2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	1,220	636	1,393	1,186	810	1,242	1,425	1,460	1,560	1,506	1,556	1,456	15,449

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	1,528	1,519	1,613	1,567	1,438	1,380	1,424	1,076	725	1,425	979	805	15,478

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Razón de Quemado de Combustible Nuclear (MWD/ST)	308	883	220	382	628	137	-0	-384	-835	-81	-577	-651	29

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 C.N. Laguna Verde

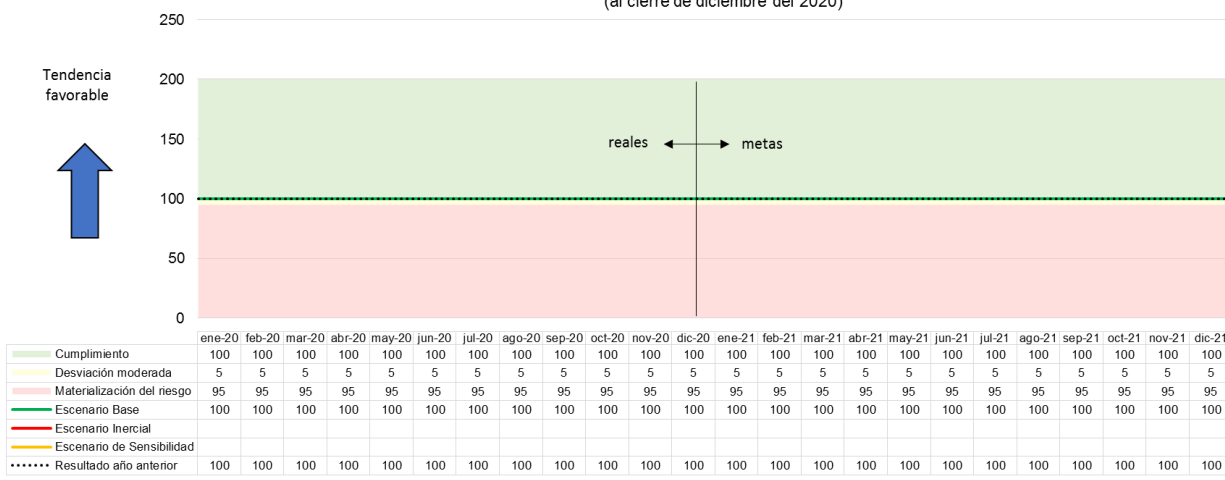
6. Participación de energías limpias en la generación anual

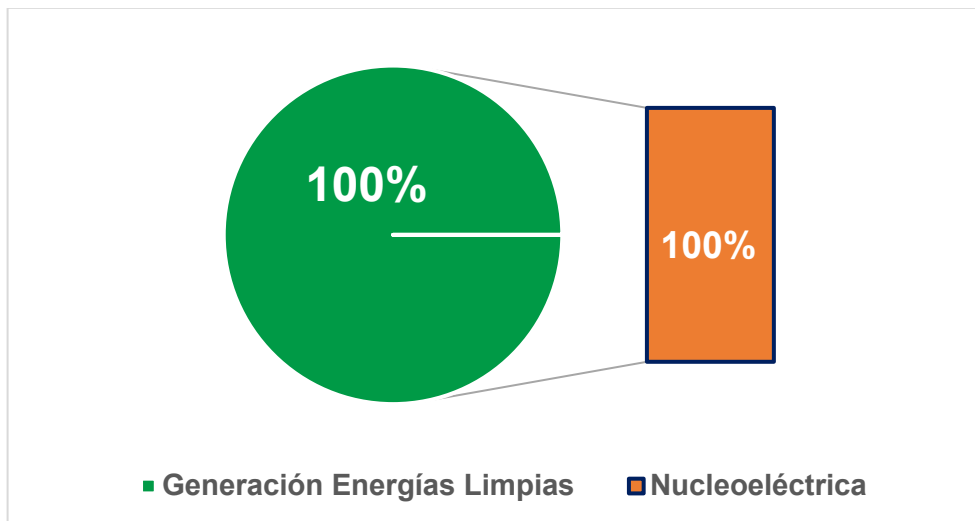
La Central Nucleoeléctrica Laguna Verde tiene una Capacidad Instalada de 1,608 MW, siendo considerada como una Fuente Limpia, el resultado de su aportación siempre será del 100%.

A continuación, se muestran los porcentajes de participación de las energías limpias en la Generación Neta de la CNLV:

Porcentaje de Energía Generada por Fuentes Limpias y Renovables (%) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
CNLV	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

5.- Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias
(al cierre de diciembre del 2020)

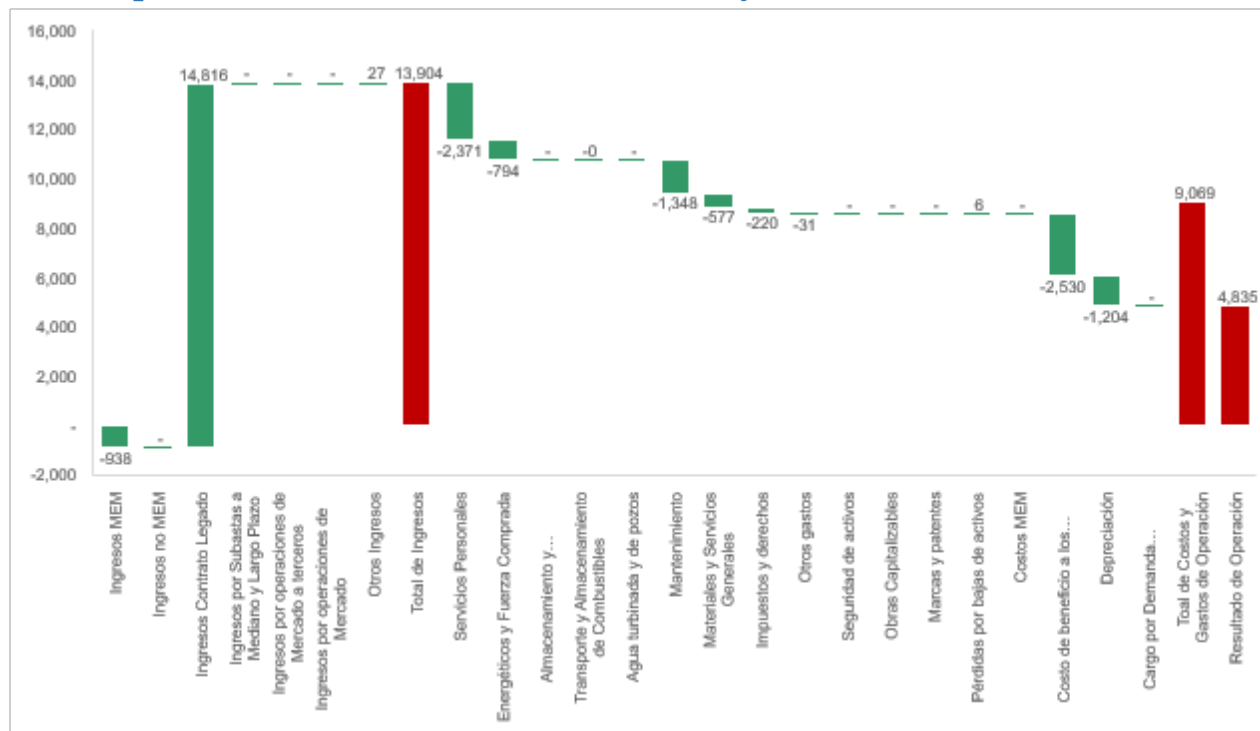




Energías Limpias CNLV

En comparación con centrales de ciclo combinado, que tienen eficiencias aproximadas de 1.4 veces más que una termoeléctricas convencionales y emiten en promedio 352 kg de CO₂ por MWh, durante el año 2020, la Central Laguna Verde evitó la emisión de 7,854,958.27 Toneladas de CO₂. La energía eléctrica entregada equivale a 11,177,934.70 MWh.

7. Operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista



Operaciones del MEM de la C.N. Laguna Verde⁹

Fuente: Cubos de Esbase FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO. Cifras en millones

⁹ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado.

de pesos.

En el año 2020, los ingresos de la Central se obtuvieron de su operación en el Contrato Legado para el Suministro Básico y a finales del año, se inició un contrato de comercialización de energía y Potencia con CFE Suministro Calificado de 0.5 MW.

Un comparativo de metas contra resultados se puede consultar en el Anexo Estadístico: *Tabla 19.- Metas Laguna Verde 2020*

Al cierre del año 2020 la C.N. Laguna Verde planeó lograr un Resultado de Operación (RO) de 2,741 mdp, por lo que, los resultados reales son superiores en 2,028 mdp a las proyecciones financieras planteadas en el Acta de formalización de metas 2020. A continuación, se indican los cuatro principales rubros con las desviaciones más significativas:

- **Ingresos**

- ↓ El rubro más alejado en detrimento del RO es: Ingresos MEM cuyo resultado es de -998 mdp, y se tenían proyectados 845 mdp, lo anterior deriva en -1,843 mdp de desviación.
- ↑ El rubro más alejado en beneficio del RO es: Ingresos Contrato Legado cuyo resultado es de 14,816 mdp, y se tenían proyectados 13,542 mdp, lo anterior deriva en 1,274 mdp de desviación.

- **Costos y gastos de operación**

- ↑ El rubro más alejado en beneficio del RO es: Mantenimiento cuyo resultado es de 1,348 mdp, y se tenían proyectados 3,254 mdp, lo anterior deriva en -1,906 mdp de desviación.
- ↓ El rubro más alejado en detrimento del RO es: Servicios Personales cuyo resultado es de 2,359 mdp, y se tenían proyectados 2,060 mdp, lo anterior deriva en 299 mdp de desviación. Esto se debe principalmente al pago del Tiempo Extraordinario del personal Permanente y sus prestaciones, así como la contratación de los rubros del personal eventual y adicional para las Recargas del Combustible Nuclear y Mantenimiento Mayor de las unidades 1 y 2.

En lo que respecta a los datos básicos para obtener los indicadores Operativo - Financieros que establece el LN-1020-004; también se realizó una comparación del resultado obtenido a diciembre de 2020 contra la planeación programada para el mismo periodo, obteniéndose los siguientes resultados:

Insumo para Indicadores Operativo - Financieros	Resultado (A)	Proyección (B)	Diferencia Absoluta (A - B)	% de Cumplimiento (A / B)
EBITDA	5,974	6,422	-448	7
Ingreso por Energía (IE)	13,845	14,387	-542	4
Costo Variable de Generación (CVG)	815	1,065	-250	23
Costo Fijo de Generación (CFG)	8,261	10,581	-2,320	22
Costo de Producción (CP)	7,871	10,528	-2,657	25
Costo Total de Generación (CTG)	9,902	12,112	-2,210	18

Insumos para indicadores Operativo - Financieros (resultados VS metas) de C.N. Laguna Verde a diciembre de 2020 (cifras en millones de pesos).

8. Tablero de principales indicadores financieros

Indicadores Financieros

- Resultado de Operación (RO).
- Ingresos Totales (MEM, inter-compañías y otros Ingresos).
- Costos y Gastos (Variables y Fijos).

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	440	-552	-178	377	-608	-712	587	195	725	380	417	464	1,536
Ingresos	1,082	263	854	1,270	198	603	1,339	1,083	1,385	1,106	1,277	1,065	11,526
Costos y Gastos	642	815	1,032	894	805	1,315	752	888	660	726	860	601	9,990

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	859	100	601	808	785	652	628	444	192	362	-386	-275	4,769
Ingresos	1,457	874	1,222	1,375	1,355	1,222	1,214	1,093	853	1,215	1,085	880	13,845
Costos y Gastos	598	774	621	567	571	569	586	650	662	853	1,470	1,155	9,076

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	419	652	779	431	1,393	1,364	41	249	-533	-18	-803	-739	3,233
Ingresos	375	611	368	105	1,157	619	-125	10	-532	109	-192	-185	2,319
Costos y Gastos	-44	-41	-411	-327	-234	-746	-166	-238	2	127	610	554	-914

Principales indicadores financieros 2019 y 2020 de la C.N. Laguna Verde¹⁰

Fuente: Cubos de Esbasse FI conforme a lineamiento LN-1020-04 de la DCO; Cifras acumuladas en millones de pesos.

Las variaciones más representativas son las siguientes:

- **Resultado de Operación (RO).** Las variaciones se deben principalmente a que los ingresos fueron mejorados en el año 2020 respecto al 2019 y los costos en el 2020 fueron menores por 914 mdp.
- **Ingresos.** Las variaciones en los ingresos de los años 2019 y 2020 se deben a dos factores principales que son la generación de energía que al cierre del año 2019 fue de 10,880.7 GWh netos y al precio promedio de venta que para este periodo fue de 1,054.7 \$/MWh. Para el año 2020, los ingresos se vieron mejorados en 2,319 mdp, esto está relacionado directamente con la mejora del precio promedio de la energía que es de 1,279.8 \$/MWh a pesar de no igualar la generación de energía neta por 16.4 GWh menos que en el 2019.
- **Costos y gastos.** La principal variación es debido a que en el rubro de servicios a terceros se tuvo una disminución del costo en el año 2020 respecto al 2019 de 914 mdp.

¹⁰ Valores correspondientes al cierre preliminar, sujetos a cambios como resultado del cierre de Estados Financieros Auditados Dictaminados del consolidado y de la C.N. Laguna Verde.

9. Tablero de principales indicadores operativos

Indicadores Operativos

- Capacidad Neta Efectiva (MW)
- Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)
- Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / kWh)
- Factor de Planta (%)
- Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)
- Indisponibilidad por Falla (%)
- Indisponibilidad por Decremento (%)
- Número de Mantenimientos Concluidos (todos) (Núm)
- Capacidad Mantenida (Mantenimientos Definidos) (MW)
- ENOG por mantenimiento extendido (GWh)

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MWh)	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	0.0	115.9	17.4	0.0	57.4	205.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	396.2

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MWh)	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552	1,552
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	295.6	22.6	0.0	0.0	318.2

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Capacidad Neta Efectiva (MWh)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	0.0	-115.9	-17.4	0.0	57.4	205.5	0.0	0.0	295.6	22.6	0.0	0.0	-78.0

Indicador	Proceso	Resultado 2019	Meta al 2020	Resultado al 2020
Indisponibilidad por Falla (%)	Nuclear	4.85	2.50	1.26
Indisponibilidad por Decremento (%)	Nuclear	0.42	0.49	2.00
Generación Neta de Energía Eléctrica (GWh)	Nuclear	10,881	11,201	10,864
Régimen Térmico Neto (todas las unidades) (kJ / KWh)	Nuclear	10,777	10,928	10,811
Factor de Planta (%)	Nuclear	79.44	83.02	79.14
Porcentaje de Energía proveniente de fuentes limpias y renovables (%)	Nuclear	100	100	100
Número de Mttos. Concluidos (todos) (Núm)	Nuclear	2	2	1
Capacidad Mantenido (Mttos. Definidos) (MW)	Nuclear	1608	1610	805
ENOG por mantenimiento extendido (MWh)	Nuclear	396,237	0	318,216

Principales indicadores operativos 2019 y 2020 de la C.N. Laguna Verde

10. Principales proyectos de infraestructura 2020

No se tuvieron proyectos de infraestructura en la Central durante el año.

11. Programa de Recargas ejecutadas

Programa de mantenimiento por Central	Monto de Inversión (mdp) ***	Objetivo
Recarga de Combustible 20 de Unidad Uno	708.9	Recarga de Combustible y mantenimiento mayor.
Recarga de Combustible 17 de Unidad Dos	1,017.1	Recarga de Combustible y mantenimiento mayor.
Total	1,726	

*** Ejercido a enero de 2021

12. Fotos de la infraestructura



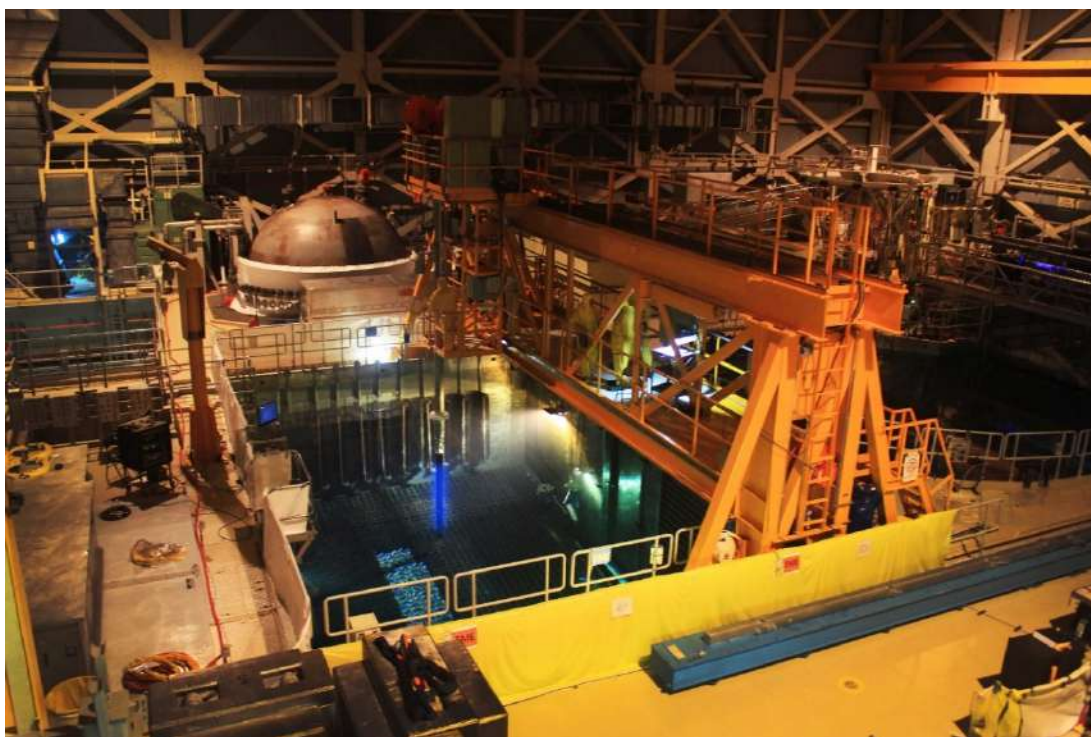
Vista del cuarto de control principal



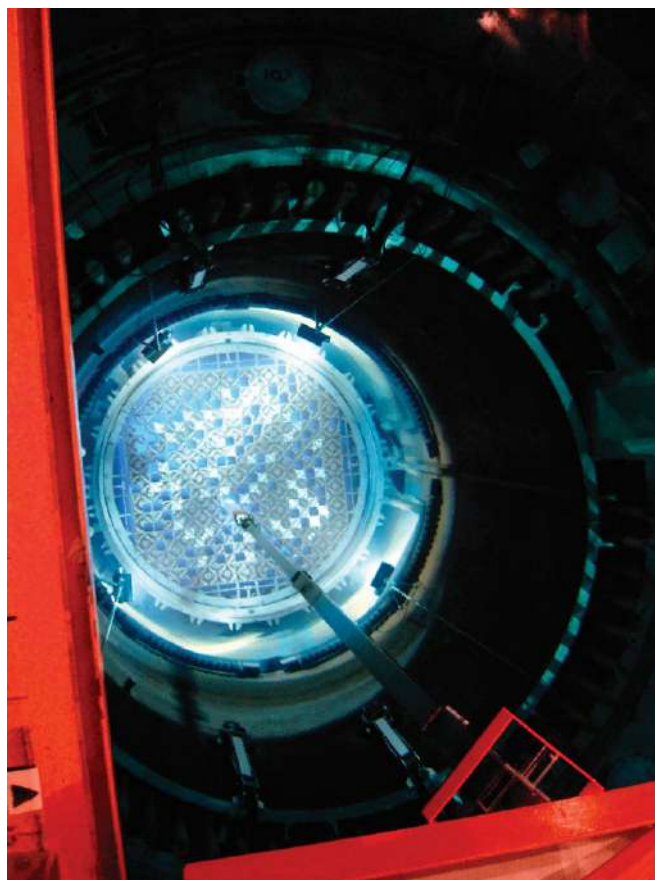
Trabajos en motor del ventilador del edificio de Control.



Vista General de la Central Laguna Verde.



Vista de la alberca de combustible gastado (Uranio retirado del Reactor)



Interior del núcleo del reactor

ENERGÉTICOS

México es un país de grandes riquezas energéticas y desde la llegada de la actual administración se dio comienzo a la recuperación de la soberanía energética, combatiendo la corrupción y los malos manejos de antaño.

Hoy la CFE tiene como prioridad brindar un servicio de la más alta calidad a todos los mexicanos, al mismo tiempo que monitorea que todos los procesos que intervienen en la generación de energía eléctrica transiten estrictamente por la legalidad que marca la ley, acabando con prácticas que pusieron en riesgo la verdadera transformación del país.

Para caminar rumbo al desarrollo de México se requiere de la participación de cada uno de los sectores productivos del país.

El fortalecimiento que ha tenido la CFE durante la presente administración ha sido el revulsivo que durante décadas había necesitado. Hoy, somos una institución fuerte y que transita como estandarte de la modernización de México.

Siempre que un mexicano o mexicana disfruta de la energía eléctrica, ya sea en su hogar o centro laboral, está disfrutando del esfuerzo de miles de trabajadores de la CFE que día a día con ahínco, hacen posible la transformación de nuestro país.

CFEinternational 2020

1. Descripción

La llegada a la Presidencia del Lic. Andrés Manuel López Obrador y con ella, la del Lic. Manuel Bartlett a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), trazan un nuevo rumbo y plantean una visión hacia el fortalecimiento de la Empresa Productiva del Estado y hacia la consecución de la Seguridad y Soberanía Energética. La visión actual concibe a la CFE como un corporativo que utiliza cada una de sus unidades de negocio para fortalecer el papel de la empresa en un contexto de competencia, respetando el marco legal vigente y con el fin de aportar a la labor social de la CFE, como parte del servicio público que se desarrolla en beneficio del país.

Bajo este panorama nacional e internacional, y en un contexto en el que el 70% de la electricidad del país es generada a partir de combustibles fósiles, CFE International se concibe como una unidad de negocio estratégica para la CFE siendo la entidad responsable del inicio de la cadena de valor de la generación de energía eléctrica al conseguir gas natural en las mejores condiciones dentro de los Estados Unidos para el suministro del mismo a las centrales de la CFE en México.

2. Operaciones principales

a. Capacidad de transporte de gas natural

En los últimos años, ante el aumento en la demanda de gas natural en México y la caída en la producción nacional, las exportaciones de gas natural desde Estados Unidos a México se han incrementado de manera importante. Gracias a CFE International, la CFE cuenta con un portafolio diversificado de suministro de gas natural, así como con una cartera de clientes, proveniente de los puntos más líquidos del mercado de gas de Estados Unidos.

Las actividades de comercialización de gas natural se llevan a cabo principalmente en dos regiones: el Sur de Texas (South) y el Oeste de Texas (West). En estas regiones se ha trabajado para garantizar la capacidad de transporte requerida para llevar el gas natural a la zona fronteriza del país y desde este punto, CF Energía se encarga de distribuirlo a los centros de consumo en México.

Para procurar el suministro de gas a México, CFE International administra la capacidad de transporte de gas natural contratada por la CFE en Estados Unidos que en suma supera los 22 mil millones de pies cúbicos diarios (MMpcd).

Dependiendo de la región desde la que se suministra el gas natural hacia México (West o South), CFE International tiene a su disposición un abanico de contratos de suministro con diferentes contrapartes.

Para la región del sur de Texas se cuenta con contratos de suministro de gas natural que hoy en día representan un total de un millón 840 mil MMBtu/d y con los cuales ha sido posible suministrar el 100% de las necesidades de Gas Natural para las regiones del noreste, centro, sur y sureste del país.

En la región oeste de Texas, con los contratos que se tienen actualmente, ha sido posible cubrir en promedio el 80% de la demanda total de gas natural, lo que ha implicado que CFE International emplee estrategias para la adquisición de combustibles mediante contratos de corto plazo y trading.

3. Logros

a. Fortalecimiento en la seguridad energética

Mediante la recuperación de la capacidad de transporte de gas natural en Estados Unidos, que había sido cedida por la administración anterior a una compañía privada, la actual administración identificó que esa capacidad de transporte, en la ruta Waha – Baja California, es estratégica para la CFE y el fortalecimiento de la Seguridad Energética. Ante esta situación y al amparo de las cláusulas del Contrato, CFE International solicitó la devolución de la capacidad cedida, misma que se concretó favorablemente el 15 de febrero de 2020.

Con la recuperación de la capacidad de transporte en esta ruta, CFE International fortalecerá el suministro de gas natural a las centrales presentes y futuras de la CFE en Baja California con precios más bajos que los que se pagan actualmente.

b. Promoción y reforzamiento de la presencia de CFE International en el mercado de gas natural en Estados Unidos

CFE International avanzó dos posiciones en el ranking de los principales comercializadores de gas natural en Estados Unidos. En la última aparición en dicho ranking (durante el primer trimestre de 2019), CFEi ocupaba la posición número 16, con poco más de 2 mil millones de pies cúbicos por día; durante 2020 avanzó para ubicarse en el lugar 14, con 3 mil millones de pies cúbicos, por encima de comercializadores como Exxon y ARM.

c. Fortalecimiento de la comercialización de excedentes de Gas Natural.

Con la implementación de la nueva política comercial aprobada por el Consejo de Administración de CFE Internacional a finales de 2019, la cual permite la recuperación de costos y la obtención de una rentabilidad razonable, CFE Internacional fortaleció la comercialización de excedentes capacidad de transporte en Estados Unidos, tarea que se ha dificultado por la emergencia sanitaria. A septiembre de 2020, CFE Internacional había firmado nuevos contratos con clientes terceros, bajo esta nueva política, por un volumen cercano a los 40,000 MMBtu, lo que representa ingresos adicionales por un millón 167 mil dólares, y una rentabilidad promedio del 10%.

Destaca el caso de un contrato para el suministro de gas natural, cuyas condiciones comerciales pactadas en la administración pasada tenían repercusiones en las dos filiales (CFE Internacional y CFenergía) debido al esquema contractual.

Después de la renegociación por parte de la actual administración, las filiales CFenergía y CFE Internacional recuperarán costos y generarán una utilidad equivalente a 5.2% para la CFE durante 15 años, desde que se inicie el suministro de gas natural.

d. Rentabilidad de CFE Internacional

A pesar de la caída en los ingresos debido al contexto internacional, las acciones implementadas por la actual administración de compras consolidadas, planeación estratégica para la adquisición de gas natural e investigaciones de mercado, permitieron reducir los costos en un 25% por lo que, a pesar de tener una caída en los ingresos, CFE Internacional se ha vuelto más rentable, incrementando su rentabilidad en 2.1%, pasando de 2.5% a 4.6%, de 2019 contra 2020 respectivamente.

CFenergía 2020

1. Operaciones relevantes y su papel en la rentabilidad de CFenergía

a. Recuperación de la capacidad de transporte de gas natural

En febrero de 2017, CFenergía celebró con cada una de las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación (EPS) un *Contrato Maestro de Suministro de Gas Natural*, con el cual CFenergía se obliga a llevar a las centrales de generación el gas natural que requieran para la ejecución de sus operaciones.

En el marco de este contrato, en la administración anterior el cobro del transporte de gas natural a las EPS se basaba en parámetros volumétricos no homogéneos y, en algunos casos, discrecionales. Ante esta situación, por iniciativa del Director General de la CFE, Lic. Manuel Bartlett Díaz, la Administración de la CFE, en conjunto con los Consejos de Administración de las Subsidiarias, implementaron en el año 2020 decisiones que dieron origen a las acciones necesarias para la recuperación del valor por transporte de gas natural, una nueva política de recuperación de la reserva de capacidad, correspondiendo a CFenergía la coordinación de estos trabajos.

Para las centrales de generación legadas ya no se considera un cobro volumétrico, sino que el monto se determina con base en las Cantidades Máximas Diarias (CMD) de gas natural

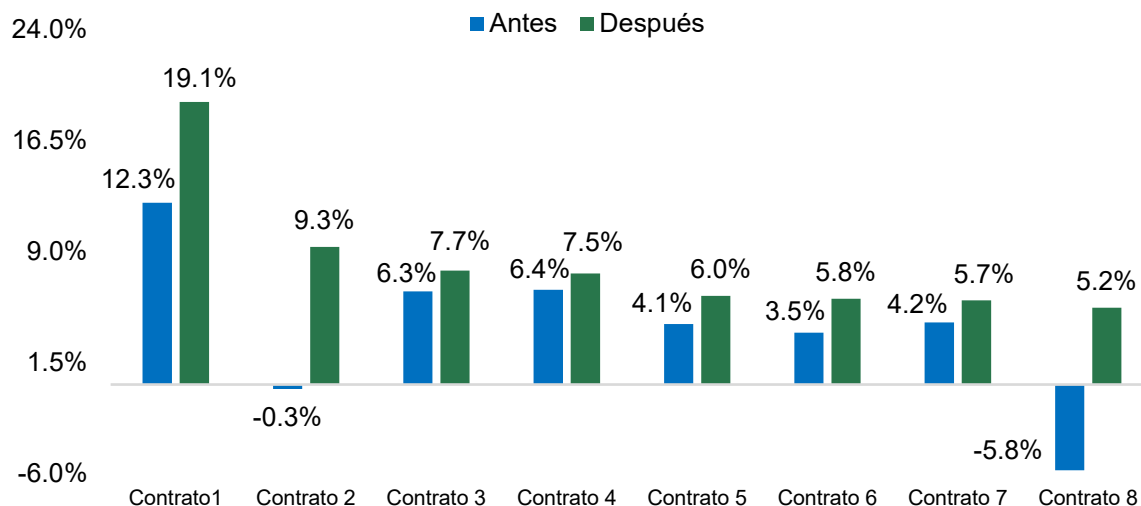
contratadas y las Tarifas establecidas en el Contrato Legado para el Suministro Básico para las Centrales Eléctricas Legadas (Contrato Legado). Como resultado de esta política, se realizó la recuperación del 100% del costo de transporte para las centrales legadas, teniendo como resultado el cobro de 11 mil 249 millones de pesos en el segundo semestre de 2020, representando un incremento de aproximadamente 35% respecto al mismo periodo en 2019.

Para el caso de las centrales de generación no legadas, la recuperación se realizó de forma volumétrica con una Tarifa Promedio de Costo de Ruta, reportando una recuperación total de 2 mil 247 millones de pesos en el segundo semestre de 2020. Cabe señalar que la caída en la demanda de gas natural debido a la emergencia sanitaria ha implicado una menor recuperación con las centrales no legadas para este año con respecto al 2019.

b. Renegociación de contratos de suministro de Gas Natural.

Durante 2020, y en observancia del *Plan Integral de Comercialización de Gas Natural*, autorizado por el Consejo de Administración, CF Energía ha renegociado 8 contratos de suministro de gas natural por un volumen de 267 mil 840 MMBtu, con lo cual CF Energía asegura la recuperación de los costos reales del servicio con una rentabilidad razonable, obteniendo ingresos adicionales por poco más de 200 millones de dólares en comparación con la situación anterior.

Gráfico I. Rentabilidad de los contratos de suministro de gas natural a privados renegociados. Antes y después de la renegociación.



c. Operaciones de Gas Natural Licuado

i. Adquisición de buques de gas natural licuado

CF Energía ha mejorado las condiciones de compra del GNL por medio de un mecanismo competitivo denominado *Tender* en el cual participan diversos proveedores con ofertas económicas que son revisadas para determinar la mejor opción bajo los criterios de eficiencia, transparencia y economía que rigen a la CFE. A pesar de la emergencia sanitaria actual y como

resultado de la estrategia implementada por CF Energía, para 2020 se obtuvieron ahorros similares a los obtenidos en 2019, de cerca de 550 millones de dólares promedio para ambos años respecto a 2018.

ii. Nuevo esquema comercial de tarifas y precios de gas natural licuado

Anteriormente, los precios de GNL para clientes terceros se realizaban bajo criterios opacos, sin una política de recuperación de costos y generación de rentabilidad. Ante esta situación, CF Energía a través de la Dirección de Inteligencia Energética y observando la política de comercialización, desarrolló una metodología clara que le permite reflejar los costos reales del gas y su transporte, que al comercializar Gas Natural licuado con el sector privado de generación, alcanzó una utilidad de un millón 56 mil 991 dólares, equivalentes a una rentabilidad del 18.32%.

iii. Combustibles Líquidos

A partir de 2020, con los nuevos y mejorados esquemas de contratación de CF Energía, se logró cubrir la totalidad de las necesidades para la adquisición de combustibles líquidos a menor costo, permitiendo que CF Energía i) mantuviera en promedio una rentabilidad de los combustibles líquidos mayor a 9%, ii) que tuviera una reducción de 28.6% en el costo de arrendamiento de carrotaques, y iii) que pudiera ahorrar más de 71 millones de dólares con respecto a 2018 para las operaciones de combustibles líquidos:

- 21.0 millones de dólares en la contratación de servicios.
- 43.4 millones de dólares en las importaciones de Diésel.
- 6.6 millones de dólares en las importaciones de Combustóleo.

iv. Fortalecimiento en la planeación

A partir de 2020 y en cumplimiento del Contrato Maestro de Suministro de Gas Natural y del Contrato Maestro de Suministro de Petrolíferos, se fortalece la planeación en los requerimientos de combustibles a través del envío a las centrales de generación de la CFE y al suministrador de combustible, de proyecciones semanales y mensuales de precios de combustibles mediante la emisión de un Boletín de Precios por parte de CF Energía. El Boletín tiene como objetivos: i) brindar a las EPS información oportuna para su proceso de solicitud de combustibles y; ii) coadyuvar con la planeación de la compra y suministro de combustibles que realiza CF Energía.

El Boletín, tanto semanal como mensual, proporciona i) Información histórica del comportamiento de los precios de los combustibles; ii) un pronóstico de los precios de los combustibles para cada una de las centrales; iii) una proyección del tipo de cambio; y iv) información prospectiva de las condiciones climáticas que pudieran incidir en la demanda de energía y finalmente en la demanda de los combustibles.

Con el fin de mejorar la planeación en la compra de combustibles por parte de CF Energía, a través de esta implementación, se ha realizado la solicitud a las EPS para que remitan sus proyecciones de consumo, mismas que permitirán la previsión de escenarios en las solicitudes de combustibles y suministro.

v. Rentabilidad de CF Energía

A pesar de la caída en los ingresos debido al contexto internacional, las acciones implementadas por la actual administración permitieron reducir los costos en un 55% por lo que, a pesar de tener

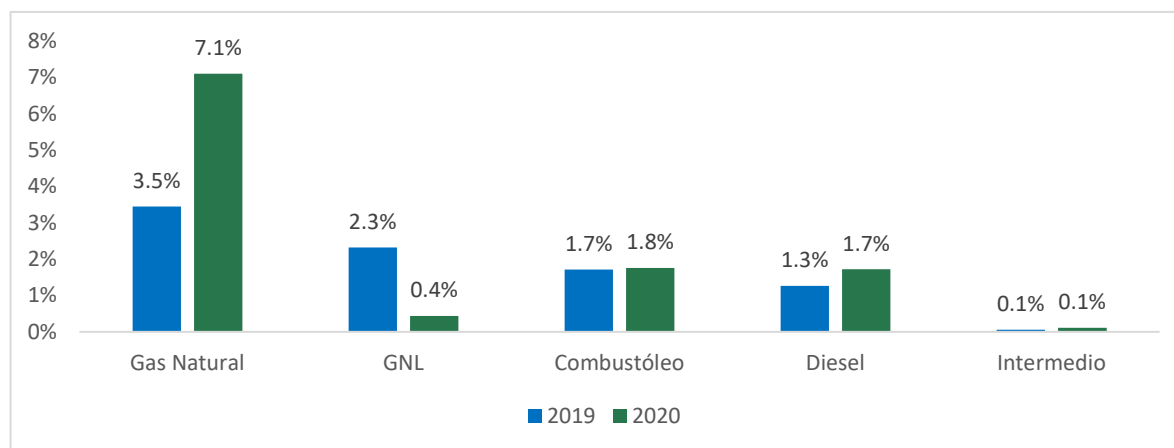
una caída en los ingresos, CF Energía incrementó su rentabilidad por venta de combustibles en 2.3%, pasando de 8.8% a 11.1%, entre 2019 y 2020, respectivamente.

Si se observa la participación en la rentabilidad por combustible, se tiene que la rentabilidad de CF Energía en la venta de gas natural se incrementó 3.7%. En el caso del combustóleo, la rentabilidad se mantuvo a pesar de la contracción de la demanda y la caída de precios. No obstante, la rentabilidad en el diésel casi se incrementó 0.5%.

Gráfico II. Rentabilidad por combustible. 2019 vs 2020

Total 2019: 8.8%

Total 2020: 11.1%



2. Proyectos prioritarios de Generación

Para dar respuesta a los retos y problemáticas que enfrentan las penínsulas de Yucatán y de Baja California, así como dar cumplimiento a los compromisos de C. Presidente de la República, la CFE a través de CF Energía ha establecido un plan integral para atender el desabasto de energía eléctrica en ambas penínsulas consistente en:

a) Yucatán

- i. Construcción del Gasoducto Cuxtal I: La presente administración gestionó la construcción del Gasoducto Cuxtal I. Este nuevo gasoducto inició operación comercial el 31 de agosto de 2020 aumentando la disponibilidad de gas natural en la península en un 50%, al pasar de 80 a 120 millones de pies cúbicos. Además, representó una reducción de los costos de generación de energía eléctrica en un 74%, al sustituir combustibles líquidos por gas natural, lo que significa un ahorro anual de 3 mil millones de pesos.

b) Baja California

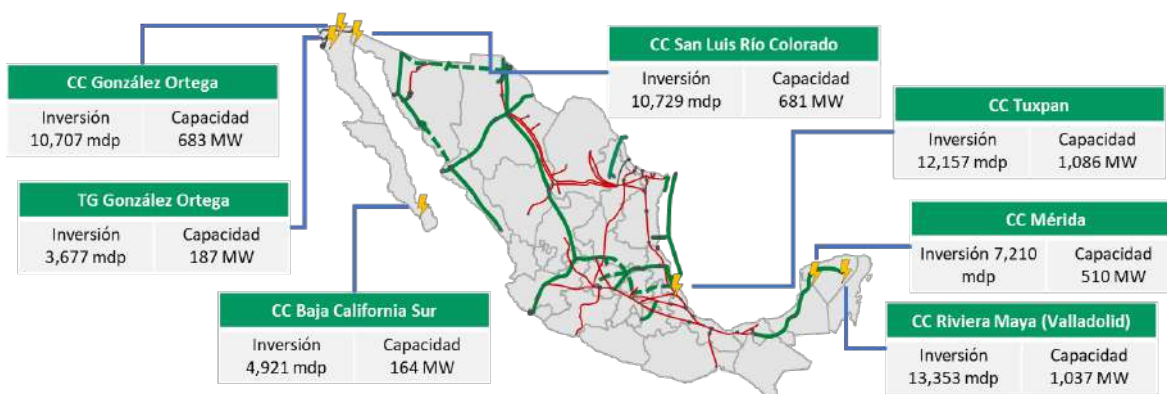
- i. Suministro de gas natural: La CFE, a través de CF Energía, llegó a un acuerdo comercial con IEnova con el fin de asegurar el suministro de gas natural a las centrales de Baja California durante más tiempo. Gracias a este acuerdo, se garantiza el suministro a las plantas TG Tijuana, CT Presidente Juárez, CC Presidente Juárez y CC Baja California III.
- ii. Incremento de la capacidad de generación mediante la adquisición de cuatro unidades móviles de generación: El precio que se pagó por el conjunto de las cuatro turbinas del

Proyecto de Adquisición de Unidades Aeroderivadas, así como su instalación, puesta en servicio y capacitación fue casi 60 millones de dólares. Esta cifra es 16 millones de dólares inferior al precio esperado con el estudio de mercado y 26.6 millones de dólares menor que el pagado por la adquisición del mismo número de unidades del mismo modelo compradas en 2014, representando ahorros del 26.7% y 44% respectivamente. Estas unidades brindarán mayor capacidad de generación en particular en los meses de verano, fortaleciendo al sistema eléctrico de Baja California Sur.

3. Fideicomiso Maestro de Inversión

Buscando respetar el mandato presidencial de no endeudamiento y la independencia financiera de la empresa, el Consejo de Administración de la CFE aprobó la constitución del **Fideicomiso Maestro de Inversión**. Dicho instrumento permitirá a la CFE financiar la construcción de nuevas centrales estratégicas prioritarias a lo largo del país con las utilidades que generen CF Energía y CFE Capital. En el Mapa I se muestra un resumen de la inversión y la capacidad de generación de los nuevos proyectos asignados.

Mapa I. Proyectos de Inversión Impulsados por el Fideicomiso Maestro de Inversión



4. Estatus de la infraestructura de CF Energía a diciembre de 2020

La CFE se encuentra en un proceso de conversión tecnológica, sustituyendo la generación con combustibles caros y menos eficientes (como el combustóleo o el diésel) por gas natural, que es más barato, limpio y eficiente, lo que permite reducir los costos de generación y su impacto ambiental. Es por lo anterior que la CFE ha invertido en los últimos años en infraestructura de transporte de gas natural, contando con:

- 16 gasoductos que ya estaban en operación en 2019.
- 3 gasoductos que iniciaron operación entre 2019 y 2020:
 - Sur de Texas – Tuxpan (El Marino).
 - La Laguna – Aguascalientes.
 - Villa de Reyes – Aguascalientes – Guadalajara.
- El Gasoducto Mayakan se extendió mediante la interconexión Cuxtal I.
- 5 gasoductos que se encuentran en construcción o detenidos. La CFE **NO se encuentra pagando** ningún monto por estos proyectos; dichos pagos sólo se realizarán hasta que las operaciones correspondientes comiencen. Con el fin de solventar estas problemáticas, se han implementado diferentes acciones para dar solución a cada uno de los gasoductos, tales como agilizar procesos legales pendientes, utilizar puntos útiles en los extremos de ciertos gasoductos, entablar diálogo con las comunidades correspondientes, entre otras.

Cuadro II. Infraestructura acumulada operativa y en Construcción

Gasoducto	Longitud (Km)	Capacidad Reservada (Millones de pies cúbicos diarios)	Centrales beneficiadas
Gasoducto Morelos	172	320	1
Samalayuca-El Encino (Tarahumara)	383	850	6
Tamazunchale-El Sauz	229	630	19
El Encino- Topolobampo	551	670	4
Sásabe-Guaymas	515	470	4
Guaymas - El Oro	331	510	0
El Oro -Mazátlán	430	202	1
Ojinaga- El Encino	221	1,356	9
El Encino - La Laguna	423	1,500	9
Tuxpan - Tula	276	886	4
Samalayuca - Sásabe	614	472	5
Tula - Villa Reyes	438	886	3
Villa de Reyes - Aguascalientes - Guadalajara	374	886	4
La Laguna - Aguascalientes	452	1,189	4
Ramal Empalme	20	226	2
Sur de Texas - Tuxpan	770	2,600	30
Ramal Villa de Reyes	10	276	1
Naranjos - Tamazunchale	130	885	21
Ramal Hermosillo	48	100	1
Energía Occidente de México	313	500	3
Mayakan	780	250	6
Midstream MX	320	490	3
Ramal Tula	15	505	2
San Isidro - Samalayuca	23	1,135	8

Mapa 2. Infraestructura acumulada operativa y en Construcción.



5. Volúmenes operados

Los volúmenes de gas natural que fluyeron durante el 2020 ascienden a 860,964 Millones de Pies Cúbicos (MMPC), lo que representa un aumento del 20% respecto al 2019. En el mismo sentido, el volumen promedio mensual ascendió a 2,360 MMPC. A pesar del shock en el mercado energético provocado por la pandemia del COVID-19, este aumento pone en evidencia los esfuerzos y estrategias de CF Energía de asegurar el suministro de gas natural a las EPS, comercializar excedentes, y optimizar la capacidad.

Cuadro III. Volúmenes Operados de Gas Natural | 2019-2020 | Millones de Pies Cúbicos

Mes	Volumen (MMPC)	
	2019	2020
Enero	63,358	66,265
Febrero	58,891	62,578
Marzo	63,408	71,311
Abril	60,008	61,927
Mayo	68,195	66,626
Junio	67,785	76,616
Julio	59,282	80,184
Agosto	63,053	80,096
Septiembre	62,926	80,403
Octubre	70,215	80,020
Noviembre	65,481	68,609
Diciembre	62,602	66,328
Total	765,205	860,964

Hoy vivimos en México una nueva época, caminamos hacia una transformación profunda y con alto valor y respeto al bienestar de todos y cada uno de las y los mexicanos y la Comisión Federal de Electricidad está a la altura de las exigencias de nuestra nación.

El Plan Nacional de Desarrollo del actual Gobierno de México está en marcha, y bajo su guía, la Comisión Federal de Electricidad tiene como objetivo principal el rescate de la soberanía energética para garantizar el acceso a la energía eléctrica que ilumina a los hogares mexicanos.

El compromiso de CFE International y de CFEEnergía es continuar avanzando bajo las estrategias definidas e impulsadas por el Director General Manuel Bartlett Díaz, con las que se lograrán las mejores condiciones para la CFE. Nuestra base fundamental es y será garantizar el suministro de combustibles en las mejores condiciones para la generación de electricidad en México, negociando de manera estratégica, con altas miras, bajo los más estrictos esquemas de combate a la corrupción.

Contratos de Interconexión 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, generando los siguientes objetivos:

- 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).

Por mandato de Ley, la información financiera de la Filial CFE ICL se determina cumpliendo la Base del Mercado “17.8.4 Déficit y superávit de los Contratos de Interconexión Legados”, la cual menciona:

“El Generador de Intermediación reportará al CENACE las diferencias entre los cobros y pagos realizados a los titulares de Contratos de Interconexión Legados y los cobros y pagos realizados al CENACE bajo las Reglas del Mercado como representante de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga incluidos en dichos contratos. Asimismo, el Generador de Intermediación reportará al CENACE los costos administrativos que autorice la CRE. El valor total del déficit o superávit resultante, más los costos administrativos se reembolsará al Generador de Intermediación.”

Evolución CFE ICL 2017-2020

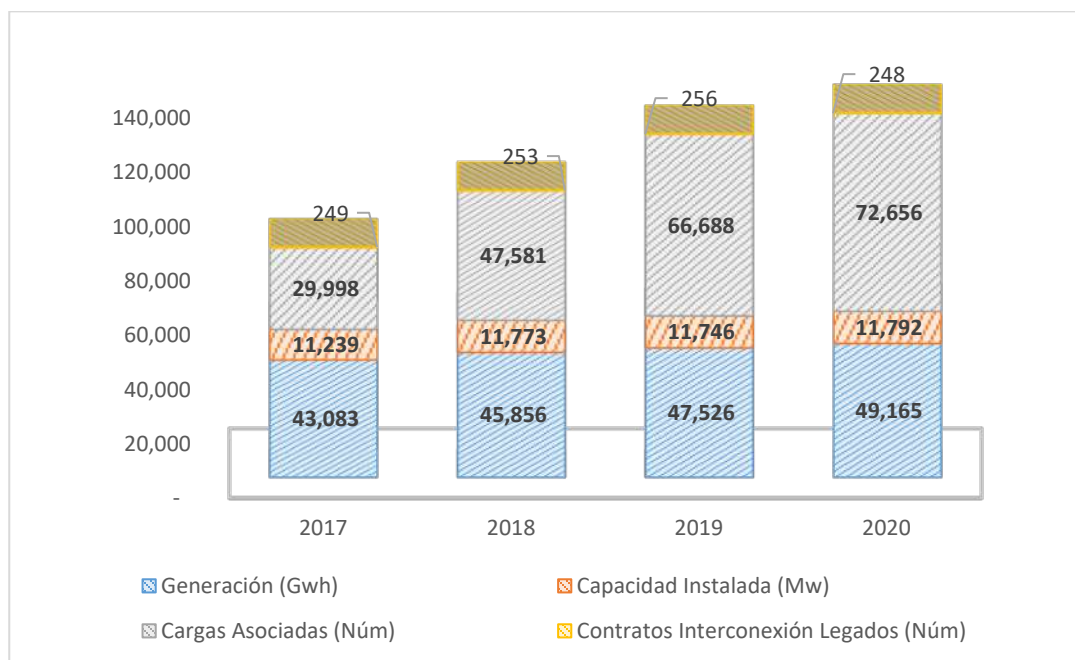
Durante el año 2020 iniciaron operación comercial 7 Contratos de Interconexión Legados y 15 Contratos terminaron vigencia o migraron al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), por lo tanto, en relación al año 2019, existió un decremento de 8 Permisionarios, terminando con 248 Contratos

de Interconexión Legados Operando Entre agosto y diciembre iniciaron operación comercial dos CIL con una capacidad instalada considerable, lo cual representó un aumento en la Generación y volumen de energía porteada acumulada de la Filial. El principal incremento se presentó en las Cargas Asociadas a los Contratos con 5,968 que corresponde a un 8.95 %

La siguiente tabla muestra con más detalle el comparativo:

Concepto	UM	2017	2018	2019	2020	Diferencia 2019-2020	Variaciones (%)
							2019 a 2020
1. Contratos Interconexión Legados operando	#	249	253	256	248	-8	-3.13%
2. Cargas Asociadas	#	29,998	47,581	66,688	72,656	5,968	8.95%
3. Capacidad Instalada	MW	11,239	11,773	11,746	11,792	46	0.40%
4. Generación Contrato Interconexión Legado	GWh	43,083	45,856	47,526	49,165	1,639	3.45%
5. Volumen de Energía Porteada	GWh	36,850	38,818	40,541	41,843	1,302	3.21%

Tabla 1. Comparativo 2019-2020



Gráfica 1. Comparativo Generación, Capacidad Instalada, Cargas Asociadas y Contratos de Interconexión Legados 2017-2020

Mes	ALTA		BAJA	
	CIL	Capacidad MW	CIL	Capacidad MW
dic-19	-	-	-	
ene-20	TAI DURANGO UNO SAPI DE CV (FB)/NUEVO PERMISO	10	AGROENERGÍA, S.A. DE C.V	19.2
	TAI DURANGO UNO SAPI DE CV (FA)	5.625	PEMEX PETROQUÍMICA	54
	-	-	TAI DURANGO UNO SAPI DE CV (FB)	6.048
	-	-	TAI DURANGO UNO SAPI DE CV (FA)	10.752
feb-20	-	-	PALACIO DE HIERRO, S.A. DE C.V	1.2
	-	-	GRAFTECH MÉXICO, S.A. DE C.V	14
	-	-	GRUPO CELANESE, S.A. COMPLEJO OCOTLÁN	4.5
mar-20	SIN MOVIMIENTOS			
abr-20	-	-	ALMIDONES MEXICANOS S.A DE C.V	11.5
may-20	SALSIPUEDES SOLAR S.A. DE C.V	30	-	-
jun-20	SIN MOVIMIENTOS			
jul-20	PIER, S.A DE C.V	86.5	MEXICHEM RESINAS VINILICAS, S.A. DE C.V	16.3
	-	-	COOPERATIVA LA CRUZ AZUL, S. C. L	1.01
	-	-	PEMEX REFINACIÓN, REFINERÍA MIGUEL HIDALGO (TULA)	52
ago-20	FUERZA EÓLICA SAN MATÍAS, S.A.P.I. DE C.V	30	GS ENERGÍA, S.A.P.I. DE C.V	0.946
	PIER IV S.A DE C.V	133.5	ENERGÍA DE RAMOS, S.A.P.I. DE C.V	105
sep-20	-	-	BUFA WIND DISMINUYE CAPACIDAD	40
oct-20	SIN MOVIMIENTOS			
nov-20	-	-	PEMEX REFINACIÓN, REFINERÍA GENERAL LÁZARO	23.35
dic-20	DON DIEGO SOLAR, S.A.P.I. DE C.V	125	AGNICO EAGLE MÉXICO, S.A DE C.V.,	14.6
Total	7	421	15	374

Tabla 2. Altas y Bajas de Contratos de Interconexión Legado durante el 2020

Las definiciones de los conceptos anteriores son las siguientes:

1. Contratos Interconexión Legados operando.

Número de Contratos de Interconexión Legados formalizados y en operación comercial.

2. Cargas Asociadas a Permisionarios.

Centros de Carga contenidos en un CIL previamente autorizados por la Comisión Reguladora de Energía incluidos en un convenio de transmisión vigente.

3. Capacidad Instalada de los Contratos de Interconexión Legado.

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

4. Generación Contrato Interconexión Legado.

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

5. Volumen Energía mensual Porteada por Permisarios.

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 2019 existió un incremento del 1.19 % en los Contratos de Interconexión Legados, un 40.16 % respecto a las cargas asociadas y un -0.23 % en la Capacidad Instalada.

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
Contratos Interconexión Legados operando	254	254	254	255	254	257	258	259	260	259	258	256	256
Cargas Asociadas	56,785	56,880	57,164	57,938	57,971	58,081	59,399	59,392	61,047	61,881	66,591	66,688	66,688
Capacidad Instalada MW	11,417	11,417	11,417	11,535	11,532	11,612	11,531	11,511	11,864	11,759	11,753	11,746	11,746
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	4,358	3,403	3,979	3,861	3,747	3,701	4,160	3,889	3,916	4,004	4,210	4,299	47,526
Volumen de Energía Porteada GWh	3,421	3,071	3,462	3,327	3,357	3,148	3,473	3,563	3,422	3,501	3,630	3,164	40,541

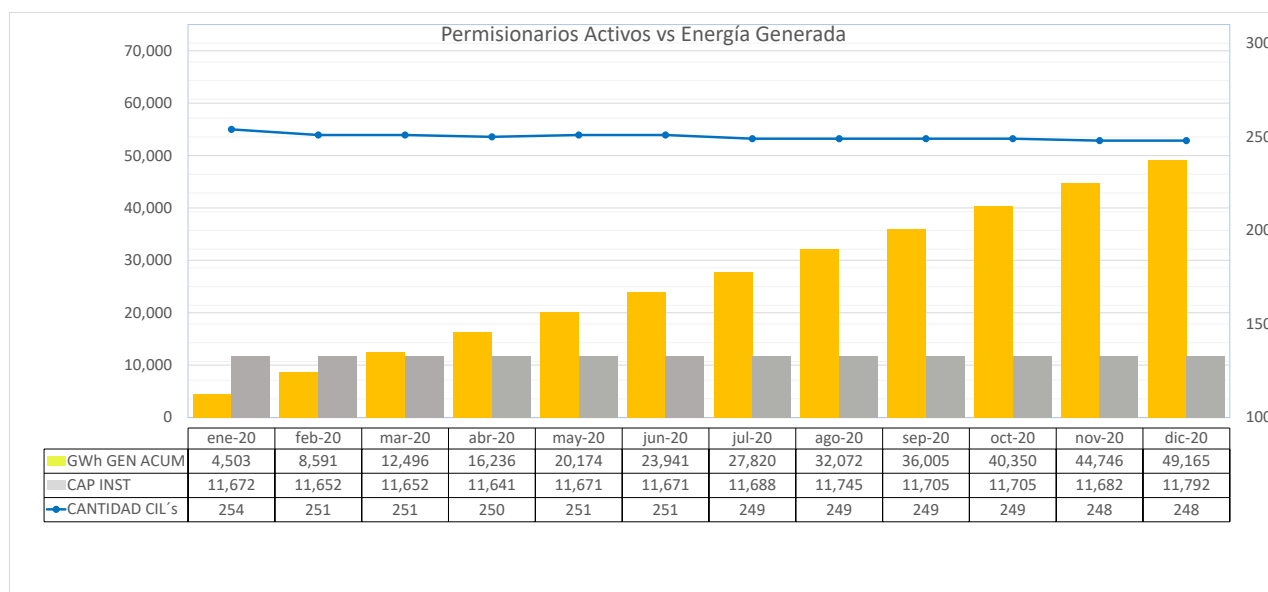
Tabla 3. Evolutivo 2019

Durante el 2020 existió un decremento del -3.13 % en los Contratos de Interconexión Legado, un 8.95 % respecto a las cargas asociadas y un 0.40 % en la Capacidad Instalada.

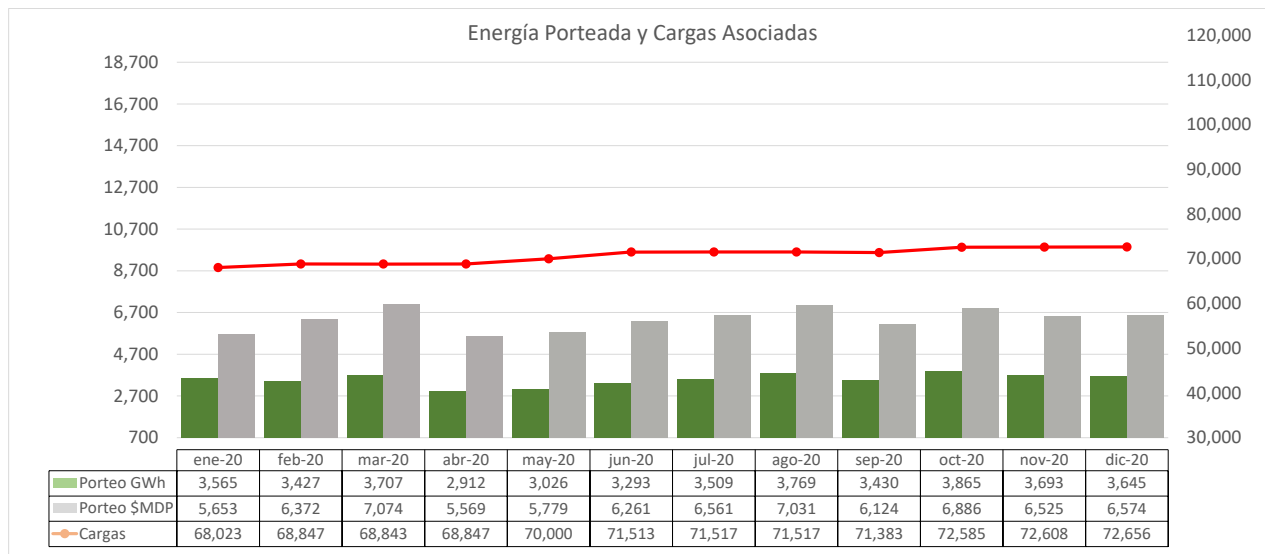
Concepto	ene-20	feb-20	mar-20	abr-20	may-20	jun-20	jul-20	ago-20	sep-20	oct-20	nov-20	dic-20	Total
Contratos Interconexión Legados operando	254	251	251	250	251	251	249	249	249	249	248	248	248
Cargas Asociadas	68,023	68,847	68,843	68,847	70,000	71,513	71,517	71,517	71,383	72,585	72,608	72,656	72,656
Capacidad Instalada MW	11,672	11,652	11,652	11,641	11,671	11,671	11,688	11,745	11,705	11,705	11,682	11,792	11,792
Generación Contrato Interconexión Legado GWh	4,503	4,088	3,904	3,740	3,938	3,767	3,879	4,252	3,933	4,345	4,397	4,418	49,165
Volumen de Energía Porteada GWh	3,565	3,427	3,707	2,912	3,026	3,293	3,509	3,769	3,430	3,865	3,693	3,645	41,843

Tabla 4. Evolutivo 2020

Las Variaciones de incremento entre los años 2019 y 2020 fueron de un -3.13 % en los Contratos de Interconexión Legados, un 8.95 % respecto a las cargas asociadas, 0.40 % respecto a la Capacidad Instalada, 3.45 % en la Generación y 3.21 % en el Volumen de energía Porteada.



Gráfica 2. Permisarios Activos y Energía Generada



Gráfica 3. Energía Porteada y Cargas Asociadas

La tecnología y Capacidad Instalada al cierre del año 2020 fue la siguiente:

TECNOLOGÍA	NO.	CAP. INST.
TÉRMICA	106	4,886
EÓLICA	44	4,174
COGENERACIÓN EFICIENTE	40	2,004
FOTOVOLTAICA	24	407
HIDROELÉCTRICA	17	220
IMPORTADOR	16	76
GEOTÉRMICA	1	25
TOTAL	248	11,792



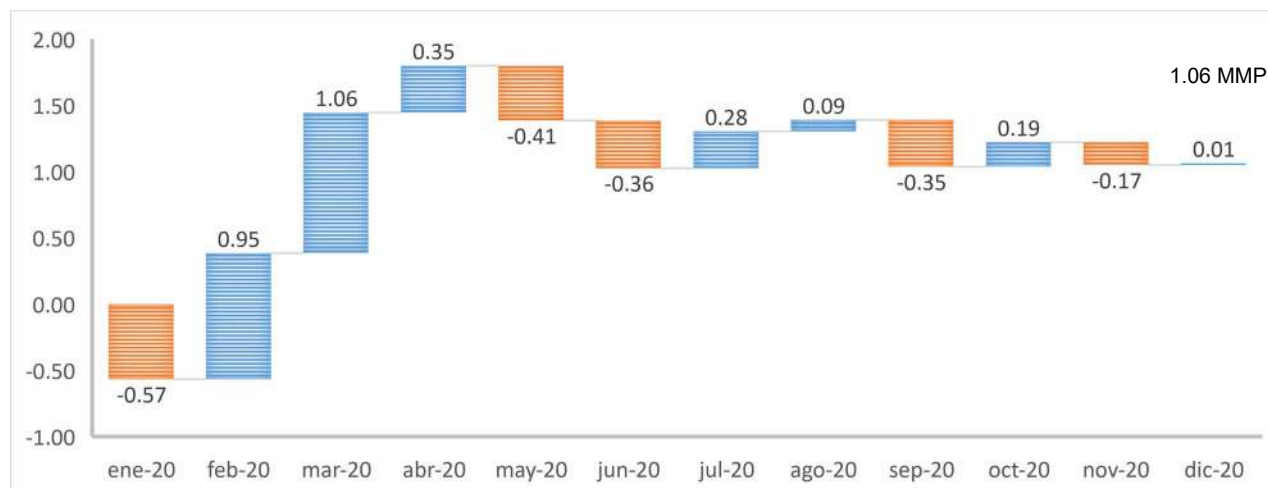
Gráfica 4. Distribución de los Contratos de Interconexión Legado

En relación con los diferentes estatus que cuentan los Contratos de Interconexión Legado, se informa su comportamiento al cierre del 2020.

- **Migraciones:** Han solicitado convenio de exclusión de capacidad para migrar al Mercado Eléctrico Mayorista 15 permisionarios al cierre 2020, es importante señalar que de acuerdo con el Décimo Transitorio de la LIE estos permisionarios tienen derecho a regresar después de 5 años como Contrato de Interconexión Legado.
- **Pendientes:** Al cierre de diciembre 2020 se cuenta con dos permisionarios con estatus de pendiente, los cuales cuentan con permiso de generación eléctrica y con contrato de interconexión, sin embargo, el plazo para entrar en operación comercial aún no ha vencido. Se estima que estos proyectos inicien en diciembre 2021, no obstante, tienen derecho por contrato de agotar su prórroga correspondiente.
- **Prórrogas:**, Al cierre 2020 un permisionario que alcanzó su fecha de vencimiento, pero por derecho contractual solicitó una prórroga para iniciar su operación comercial.
- **Prórrogas con cargos:** A un grupo de 31 permisionarios se les venció la fecha de inicio de operación comercial, sin embargo, por derecho contractual, tienen la opción de pagar prórroga con cargos por los servicios de transmisión, con ello su fecha de inicio aún es indefinida.
- **Recisiones de contrato:** Al cierre del 2020 se registraron 133 recisiones de contrato, por causas tales como:
 - Terminación anticipada. Corresponde a los permisionarios que tienen fecha para entrar en operación comercial pero no cumplen, esta recisión incluye el tiempo que se encuentran en prórroga.
 - A voluntad del CIL: de acuerdo con el artículo 99 del reglamento de la Ley del Servicio Público, el permisionario puede solicitar su baja por voluntad.
- **Transferencia de Derechos del Permiso,** siete permisionarios cedieron sus derechos y obligaciones a una Razón Social diferente, por así favorecer a sus intereses; esta cantidad de CIL está incluida en el total de los Contratos de Interconexión Legados Operando.

Generador de Intermediación

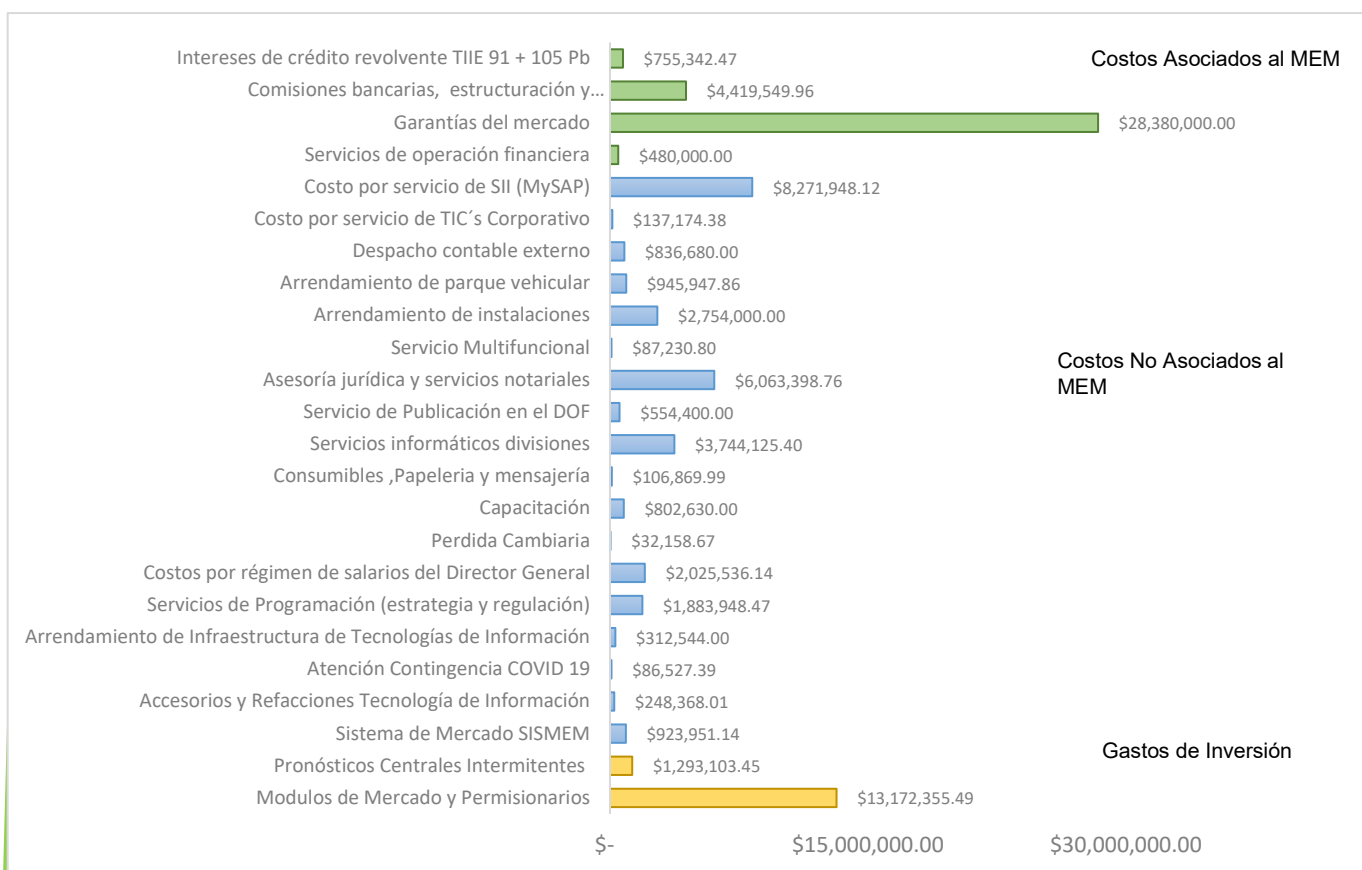
La Filial CFE Intermediación de Contratos Legados realiza las funciones del Generador de Intermediación descrito en las Bases del Mercado El resultado de la operación de CFE-ICL se integra a través de un balance financiero que contiene el saldo de las operaciones en el Mercado Eléctrico Mayorista, más 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 2020 se socializaron \$ 1.06 MMDP a los participantes del mercado.



Gráfica 5. Evolutivo Balance Financiero 2020

El 29 de octubre 2020 la Comisión Reguladora de Energía (CRE), por medio del Acuerdo A/036/2020, autorizó los Costos de Operación de la Filial para el año 2020 con un importe total por \$78,317,790.50, los cuales incluyen Costos Asociados al MEM (\$ 34,034,892.43), Costos No Asociados al MEM (\$29,817,439.13) y Gastos de Inversión (\$14,465,458.94) de acuerdo con lo siguiente:

Gráfica 6. Autorización de Costos de Operación 2020 (A/036/2020) en MXN



Parte importante de la autorización de Costos para el año 2020 fueron los Gastos de Inversión, los cuales incluye la continuidad de la automatización de sistemas para los procesos de Gestión de Energía, Procesos Comerciales, y Finanzas con que cuenta la Filial CFE ICL, dentro del concepto Módulo de Mercado y Permissionarios autorizado desde el año 2019. Asimismo, se consiguió la autorización del desarrollo de Pronósticos de Centrales Intermitentes para el proceso de Gestión de Energía, el cual tiene como objeto el desarrollo de un Sistema de Pronóstico meteorológico a corto plazo para la estimación de la producción de energía eléctrica por tecnología eólica y fotovoltaica.

Dentro de los Costos No asociados al MEM solicitados por la Filial, quedaron pendientes de autorización los relativos a: Rentabilidad, Servicio de Comunicación Social y Servicio de Personal CFE Distribución. Con respecto a este último concepto, se argumentó que los sueldos y salarios del personal de CFE Distribución que presta los servicios a la Filial están incluidos en el ingreso requerido para la determinación de las Tarifas de Distribución aplicables durante el periodo 2016-2020. ,¹¹ Por lo anterior, se acumula un pasivo de cuatro años de ese concepto:

Servicio de Personal CFE Distribución

<i>Año</i>	<i>Importe</i>
<i>2017</i>	64,362,529.36
<i>2018</i>	69,731,125.62
<i>2019</i>	68,550,380.36
<i>2020</i>	65,659,241.77

Por otra parte, se autorizaron los siguientes nuevos conceptos a la determinación de los Costos No asociados al MEM: Servicio Multifuncional, Servicio de Publicación en el DOF, Servicios de Programación (estrategia y regulación), Arrendamiento de Infraestructura de Tecnologías de Información, Atención Contingencia COVID 19 y Accesorios y Refacciones Tecnología de Información.

¹¹ Al amparo de los Acuerdos A/074/2015, A/063/2018 y A/039/2019 que expidió la CRE, y hasta en tanto se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 del Reglamento de la LIE.

Uso de rendimientos generados

LEn 2020, los flujo de efectivo de la filial se integraron principalmente por los siguientes conceptos, resultando un superávit respecto al presupuesto autorizado::

Concepto	Costos Autorizados 2020	Importe Utilizado 2020	Diferencia
Intereses de crédito revolvente TIIE 91 + 105 Pb	755,342.47	0.00	755,342.47
Comisiones bancarias, estructuración y saldo no dispuesto	4,419,549.96	16,983.05	4,402,566.91
Garantías del mercado	28,380,000.00	0.00	28,380,000.00
Servicios de operación financiera	480,000.00	480,000.00	0.00
Costo por servicio de SII (MySAP)	8,271,948.12	8,271,948.12	0.00
Costo por servicio de TIC's Corporativo	137,174.38	137,174.36	0.02
Despacho contable externo	836,680.00	823,616.00	13,064.00
Arrendamiento de parque vehicular	945,947.86	572,342.56	373,605.30
Arrendamiento de instalaciones	2,754,000.00	2,754,000.00	0.00
Servicio Multifuncional	87,230.80	55,415.94	31,814.86
Asesoría jurídica y servicios notariales	6,063,398.76	2,382,109.92	3,681,288.83
Servicio de Publicación en el DOF	554,400.00	277,200.00	277,200.00
Servicios informáticos divisiones	3,744,125.40	3,744,125.40	0.00
Consumibles, Papelería y mensajería	106,869.99	104,917.86	1,952.13
Capacitación	802,630.00	802,630.00	0.00
Perdida Cambiaria	32,158.67	12,516.54	19,642.13
Costos por régimen de salarios del Director General	2,025,536.14	2,006,120.28	19,415.86
Servicios de Programación (estrategia y regulación)	1,883,948.47	1,883,948.48	-0.01
Arrendamiento de Infraestructura de Tecnologías de Información	312,544.00	0.00	312,544.00
Atención Contingencia COVID 19	86,527.39	76,869.72	9,657.67
Accesorios y Refacciones Tecnología de Información	248,368.01	174,079.51	74,288.51
Sistema de Mercado (SISMEM)	923,951.14	576,937.02	347,014.13
Módulos de Mercado y Permisionarios	13,172,355.49	8,513,288.78	4,659,066.72
Pronósticos Centrales Intermitentes	1,293,103.45	258,620.69	1,034,482.76
Costo por servicio de comunicación social	0.00	1,433,172.48	-1,433,172.48
Total	78,317,790.50	35,358,016.70	42,959,773.80

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 el transporte de la energía desde las centrales eléctricas donde se genera la energía hacia los centros de carga donde se consume a través de la Red Nacional de Transmisión, y un total de 8,161 plazas autorizadas con 7,327 trabajadores permanentes, organizada en 9 Gerencias Regionales de Transmisión como se muestra a continuación.



Escenario tecnológico 2020 comparado con 2019

Escenario tecnológico Transmisión	Unidad de medida	Datos		Variaciones
		2019	2020	2019 a 2020
1. Longitud de Líneas de Transmisión	Km	110,117	110,293	176
2. Subestaciones de Potencia	No	2,223	2,258	35
3. Capacidad de Subestaciones	MVA	166,165	165,229	-936

Fuente: CFE Transmisión, marzo 2019

Km – Kilometros

No – Número

MVA – Megavolt-Ampere

Datos Mensuales Indicadores SAIDI y SAIFI

2019													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.181	0.874	0.885	1.124	1.647	2.441	2.568	2.693	2.754	2.778	2.786	3.198	3.198
SAIFI	0.008	0.018	0.018	0.028	0.054	0.070	0.073	0.079	0.084	0.086	0.087	0.091	0.091
2020													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	0.006	0.093	0.324	0.697	0.842	0.936	0.955	1.296	1.955	2.102	2.177	2.216	2.216
SAIFI	0.000	0.005	0.013	0.019	0.023	0.026	0.027	0.037	0.053	0.057	0.061	0.063	0.063
Variaciones													
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
SAIDI	-0.175	-0.781	-0.561	-0.427	-0.805	-1.505	-1.613	-1.397	-0.799	-0.676	-0.609	-0.982	-0.982
SAIFI	-0.008	-0.013	-0.005	-0.009	-0.031	-0.044	-0.046	-0.042	-0.031	-0.029	-0.026	-0.028	-0.028

Fuente: CFE Transmisión, SISNOV marzo 2020

Índice de Duración Promedio de Interrupción, SAIDI, en minutos

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio, SAIFI

Principales proyectos de infraestructura 2020

Durante 2020 se amplió la RNT incorporando las obras de 3 Proyectos PRODESEN de Subestaciones con una inversión de \$81.43 millones de pesos, incrementando en más de 200 MVA la capacidad de transformación y 10 MVar de Compensación, así mismo, se continuó la ejecución de 3 Proyectos PRODESEN con una inversión de \$5,531.67 millones de pesos y se iniciaron 15 Proyectos PRODESEN con una inversión de \$ 2,665.18 millones de pesos, mejorando la confiabilidad y calidad del servicio.

No. Proy	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVar
Obras Terminadas 2020							
1	S.E. Ascención II Banco 2	Chihuahua	65.03	Instalación de 100 MVA 230/115/13.8 kV y 7.5 MVar en 115 kV		100	7.5
2	S.E. El Habal Banco 2	Sinaloa	12.32	Instalación de 100 MVA 230/115 kV		100	
3	S.E. Mezquital MVar	Baja California Sur	4.08	Instalación de 2.5 MVar 115 kV.			2.5
Obras que continúan 2019 – 2020 - 2021							
4	Red Eléctrica Inteligente	Varios	4,895.71	10,288 equipos de comunicaciones. 13 equipos EMS/SCADA. 1,310 equipos de Control Supervisorio.			
5	Potrerrillo Bco. 4 (Adq. Transf.)	Guanajuato	541.96	Instalación de 125 MVA, 400/115 kV, 46.32 km-c de LT de 115 kV	46.32	500	
6	Querétaro Bco. 1	Querétaro	94.00	Instalación de 225 MVA, 230/115 kV.		225	
Obras que iniciaron su ejecución 2020							
7	Irapuato II Banco 3 (Traslado)	Guanajuato	194.7	Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.	18.5	100	
8	San Luis Potosí Banco 3 (Traslado)	San Luis Potosí	80.08	Instalación de 100 MVA 230/115 kV.		100	
9	Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal Dos y Minatitlán Dos-A3360-Temascal Dos.	Veracruz	60.85	Sustitución de 26 estructuras de acero y 40 km de cable conductor			
10	Chihuahua Norte Bco.5	Chihuahua	324.58	Instalación de 500 MVA 230/115 kV.		500	
11	Panamericana Potencia Banco 3	Tijuana, BC	172.87	Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV		300	
12	Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia - Almoloya	Estado de México	198.31	Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.	28		
13	Compensación capacitiva en la zona Querétaro	Querétaro	88.50	Instalación de 135 MVar 115 kV.			135
14	Jiménez, Las Norias y San Fernando MVar	Tamaulipas	79.41	Instalación de 15 MVar 115 kV.			15
15	Quila MVar (Traslado)	Sonora	22.68	Instalación de 15 MVar 115 kV.			15

No. Proy	Nombre del Proyecto	Ubicación	Inversión MDP	Características Principales	km-c	MVA	MVAr
16	Recreo MVAr	Baja California Sur	18.87	Instalación de 12.5 MVAr 115 kV.			12.5
17	Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021	Varios	1,339.63	Modernización de 2,215 MVAr 400 kV			2,215
18	Donato Guerra MVAr.	Estado de México	50.60	Instalación de 63.5 MVAr 400 kV.			63.5
19	El Carrizo MVAr.	Sinaloa	8.80	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15
20	Esfuerzo MVAr.	Veracruz	13.20	Instalación de 15 MVAr 115 kV.			15
21	Frontera Comalapa MVAr.	Chiapas	12.10	Instalación de 7.5 MVAr 115 kV.			7.5

1 -Ascensión II Bco. 2 (Traslado).

Inversión: 65.03 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115/13.8 kV y 7.5 MVAr en 115 kV.

Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica en la zona de Casas Grandes y Ascensión de la Zona de Operación de Transmisión Juárez, asegurando la Confiabilidad y Calidad del Servicio.

2 -El Habal Banco 2 (Traslado).

Inversión: 12.32 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115 kV.

Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica en la Zona Operativa de Transmisión Culiacán, asegurando la Confiabilidad y Calidad del Servicio.

3 -Mezquital MVAr (Traslado).

Inversión: 11.74 MDP

Características: Instalación de 2.5 MVAr 115 kV.

Descripción: Incrementar la capacidad de transmisión de energía eléctrica en el sistema Mulegé, asegurando la Confiabilidad y Calidad del Servicio.

4 -Red Eléctrica Inteligente Dirección de Transmisión 2018 -2021.

Inversión: 4,895.71 MDP

Características: 10,288 equipos de comunicaciones, 13 equipos EMS/SCADA y 1,310 equipos de Control Supervisorio.

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

5 – Potrerillos Banco 4.

Inversión: 541.96 MDP

Características: Instalación de 125 MVA, 400/115 kV, 46.32 km-c de LT de 115 kV.

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica en la zona León, con la confiabilidad, flexibilidad y economía requerida de acuerdo con los criterios de planeación del Sistema Eléctrico Nacional.

6 - Querétaro Banco 1 (Sustitución).

Inversión: 94.00 MDP

Características: Instalación de 225 MVA, 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de Querétaro para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona.

7 - Irapuato II Banco 3 (Traslado).

Inversión: 194.7 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115 kV, 18.5 km-c 115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Guanajuato para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona Irapuato.

8 - San Luis Potosí Banco 3 (Traslado).

Inversión: 80.08 MDP

Características: Instalación de 100 MVA 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de San Luis Potosí para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona San Luis Potosí.

9 - Modernización de las Líneas de Transmisión Chinameca Potencia-A3260-Temascal Dos y Minatitlán Dos-A3360-Temascal Dos.

Inversión: 60.85 MDP

Características: Sustitución de 26 estructuras de acero y 40 km de cable conductor.

Descripción: Sustituir 228 km-hilo de conductor y 26 estructuras dañadas por la corrosión para cumplir con los criterios técnicos de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad, y Sustentabilidad.

10 - Chihuahua Norte Bco.5.

Inversión: 324.58 MDP

Características: Instalación de 500 MVA 230/115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Chihuahua para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona Chihuahua.

11 - Panamericana Potencia Banco 3.

Inversión: 172.87 MDP

Características: Instalación de 300 MVA 230/115/69 kV.

Descripción: Incrementar la capacidad de transformación de zona Tijuana para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencia sencilla, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas.

12 - Línea de Transmisión Atlacomulco Potencia – Almoloya.

Inversión: 198.31 MDP

Características: Instalación del Segundo Circuito con 28 km-c en 400 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en el estado de México para garantizar, en el corto y mediano plazo, el suministro de energía eléctrica en las subestaciones de las Zonas de Distribución Atlacomulco y Valle de Bravo, tanto en estado normal como bajo contingencias sencillas.

13 - Compensación capacitiva en la zona Querétaro.

Inversión: 88.50 MDP

Características: Instalación de 135 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria del estado de Querétaro para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de la zona.

14 - Jiménez, Las Norias y San Fernando MVAR.

Inversión: 79.41 MDP

Características: Instalación de 15 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar infraestructura necesaria en el estado de Tamaulipas para garantizar en el corto y mediano plazo el suministro de energía eléctrica de las Zonas Victoria y Matamoros.

15 - Quila MVAR (Traslado)

Inversión: 22.68 MDP

Características: Instalación de 12.5 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura eléctrica necesaria al sur de la ciudad de Culiacán para mantener los voltajes de operación en las subestaciones del área de influencia dentro de los rangos establecidos.

16 - Recreo MVAR

Inversión: 18.87 MDP

Características: Instalación de 12.5 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en las subestaciones del área de influencia al sur de la ciudad de La Paz para mantener voltajes dentro de los rangos establecidos.

17 - Proyecto de Inversión de CEVs para CFE Transmisión 2018-2021.

Inversión: 1,339.63 MDP

Características: Modernización de 2,215 MVAR 400 kV.

Descripción: Modernizar la infraestructura necesaria de compensadores estáticos de Var's en el territorio nacional para garantizar en el corto, mediano y largo plazo el suministro de potencia reactiva en la Red Nacional de Transmisión.

18 - Donato Guerra MVAR.

Inversión: 50.60 MDP

Características: Instalación de 63.5 MVAR 400 kV.

Descripción: Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de reactivos adicionales en la zona Valle de Bravo-Zitácuaro en el estado de México.

19 - El Carrizo MVAR.

Inversión: 8.80 MDP

Características: Instalación de 15 MVAR 115 kV.

Descripción: Desarrollar la infraestructura necesaria en las subestaciones de la zona de influencia donde se ubica (Navojoa Industrial, El Carrizo y El Fuerte) para mantener los voltajes dentro de los rangos establecidos como seguros.

20 - Esfuerzo MVar.

Inversión: 13.20 MDP

Características: Instalación de 15 MVar 115 kV.

Descripción: Garantizar el suministro de energía eléctrica de manera confiable de las zonas de distribución Poza Rica y Huejutla, por lo cual es necesario el incremento de compensación reactiva capacitiva en el corredor de transmisión Pantepec – Tihuatlán II – Tuxpan II – Esfuerzo – La Barra.

21 - Frontera Comalapa MVar.

Inversión: 12.10 MDP

Características: Instalación de 7.5 MVar 115 kV.

Descripción: Garantizar el servicio de energía eléctrica bajo condiciones operativas de continuidad y confiabilidad mediante la instalación de reactivos adicionales en las zonas Tapachula y San Cristóbal en el estado de Chiapas.



Algunas actividades e Infraestructura

Ascensión II Bco. 2 (Traslado). (febrero de 2020)

La Subestación Eléctrica se encuentra ubicada en el municipio de Ascensión, Chihuahua, con adscripción a la Zona de Transmisión Juárez de la Gerencia Regional de Transmisión Norte.

S.E. Mezquital MVar



(febrero de 2020)

Se encuentra ubicada en el poblado de Santa Rosalía, municipio de Mulege B.C.S.



S.E. El Habal Banco 2

(diciembre de 2019).

La Subestación Eléctrica está ubicada al norte de la ciudad de Mazatlán Sinaloa

Ubicación de los Proyectos de Transmisión que entraron en operación en el 2020



Ubicación de los Proyectos de Transmisión que continúan su ejecución en el 2020



Ubicación de los Proyectos de Transmisión que iniciaron en el 2020



Exportación – Importación de Electricidad

En el año 2020, a través de la Red Nacional de Transmisión se exportó 1,876.90 GWh y se importó 4,290.80 GWh.

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (Datos observados) GWh			Variaciones (%)	
	**2018	**2019	**2020	2018 a 2019	2018 a 2019
1.Importación	6,852	6,588	4,291	-264	-2,297
2.Exportación	1,813	2,357	1,877	544	-480

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	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	**2018	**2019	**2020	2018 a 2019	2019 a 2020
1.SAIFI	0.079	0.091	0.063	0.012	-0.028
2.SAIDI	2.110	3.198	2.216	0.063	-0.982
3.IDT	99.662	99.668	99.606	0.006	-0.062

Fuente: CFE Transmisión, MDE Tablero

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 Nacional de Transmisión (RNT) de 69 kV a 400 kV

Actividades del Consejo de Administración

En el 2020 se llevaron a cabo las siguientes Sesiones del Consejo de Administración de CFE Transmisión:

- Decimotercera Sesión Ordinaria de fecha 25 de marzo de 2020 en donde se tuvieron 15 Acuerdos (Del CA Trans-123/2020 al CA Trans-137/2020).
- Decimocuarta Sesión Ordinaria de fecha 2 de octubre del 2020, en donde se tuvieron 11 Acuerdos (Del CA Trans-138/2020 al CA Trans-148/2020).

DISTRIBUCIÓN

La CFE Distribución presta el servicio público de distribución de energía eléctrica, a través de las actividades de financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria, 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 tiene encomendado, a través del talento de 46,099 trabajadores, de los cuales: 35,925 son sindicalizados (78%) y 10,174 no sindicalizados (22%).

Sus Redes Generales de Distribución (RGD) tiene una extensión de casi de 900 mil kilómetros y sus procesos clave son:

- Planeación, Construcción, Operación y Mantenimiento de las RGD
- Medición, Conexión y Servicios a los usuarios del sistema eléctrico nacional
- Servicios al usuario final

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 cumpliendo con la regulación y que permitan estar a la altura de las mejores prácticas internacionales.
5. Fortalecer la cultura de servicio de excelencia a nuestros usuarios, para mejorar 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, equidad de género, tecnología de vanguardia y sentido de pertenencia hacia la empresa.

Principales indicadores de CFE Distribución

Indicador / Programa / Resultado	UM	Cifras			Variaciones	
		(Datos observados)			(%)	
		2018	2019	2020	2018 a 2019	2019 a 2020
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.45	13.07	13.84	-2.83%	5.89%
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) ¹	%	11.21	10.97	11.68	-2.14%	6.47%
3. SAIDI ²	Min/Clientes	26.981	25.069	22.08	-7.09%	-19.90%
4. SAIFI ³	Int/Clientes	0.502	0.475	0.455	-5.38%	-4.21%
5. Restablecimiento en baja tensión	%	93.01	93.10	92.16	0.10%	-1.01%
6. Restablecimiento sectorial por falla	%	94.96	94.61	95.35	-0.37%	0.78%
7. Conexión en baja tensión	%	94.58	92.43	94.52	-2.27%	2.26%
8. Reconexión de servicio cortado	%	97.65	97.49	97.58	-0.16%	0.09%
9. Inconformidades por cada Mil Usuarios (total)	Inc/Usu	5.50	4.86	4.39	-11.64%	-9.67%

Indicadores con comparación referencial

Indicador	Unidad	Resultados		2020		Variaciones (%)		Benchmarking	
		2018	2019	Meta	Resultado diciembre	2018 a 2019	2019 a 2020	Resultado	Fuente
1. Pérdidas de energía (MT+BT)	%	13.45	13.07	11.71	13.84	-2.83%	5.89%	8.26	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
2. Pérdidas de energía (Incluye Alta Tensión) ¹	%	11.21	10.97	9.99	11.68	-2.14%	6.47%	6.31	Banco Mundial https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS
3. SAIDI ²	Min/ Clientes	26.981	25.069	24.399	22.08	-7.09%	-19.90%	30.1	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4
4. SAIFI ³	Int/ Clientes	0.502	0.475	0.472	0.455	-5.38%	-4.21%	0.52	Consejo de Reguladores de Energía de Europa https://www.ceer.eu/document/s/104400/-/-/cbc48e6a-5d5e-a170-ae1d-7b7b298d46a4

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

Estamos enfocados en prestar un servicio público de distribución con:



Estándares internacionales
Calidad
Seguridad
Confiabilidad

Para prestar el servicio público de distribución, cerramos el año 2020 con la siguiente infraestructura eléctrica:

- **2,137 subestaciones eléctricas**, 20 subestaciones más que en 2019 (+1%).
- **3,246 transformadores de potencia** con 77,463 MVA, 42 transformadores más que en 2019 (+1%).
- **1,510,322 transformadores de distribución** con 57,720 MVA, 21,369 más que en 2019 (+1%).
- **537 mil km de líneas de media tensión**, con un porcentaje de automatismo y operación remota del 55%, 17 mil km más que en 2019 (+3%).
- **334 mil km de líneas de baja tensión**, 3 mil km más que en 2019 (+1%).
- **Damos servicio a 51.3 mil km de líneas de subtransmisión**, 108 kilómetros más que en 2019 (+0.2%).

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

Los procesos fundamentales para el fortalecimiento de las Redes Generales de Distribución (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, lo que permite determinar los proyectos de las obras de distribución más rentables y los montos de inversión necesarios para la prestación del Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica con calidad, estableciendo las políticas, lineamientos y criterios para tal fin.

Durante 2020, se tuvieron los siguientes logros encaminados a fortalecer la planeación de sistema eléctrico:

1. Participación en la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional

Con la coordinación de la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica, CFE Distribución participa activamente en la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional, logrando en 2020 en conjunto con CFE Transmisión y ante las entidades reguladoras del Sector Eléctrico, SENER, CRE y CENACE, contar con la aprobación de 24 proyectos de ampliación en subestaciones de distribución del Programa de Ampliación y Modernización de las RGD, cuya responsabilidad constructiva estará 100% a cargo de CFE Distribución y, cuyos activos correspondientes, serán transferidos a la EPS CFE Transmisión, una vez concluida su puesta en operación.

2. Coordinación para la conexión de sitios del proyecto Red Compartida de Altán Redes

Durante 2020, se tuvo una relevante coordinación, a nivel nacional, entre las Divisiones de Distribución y personal de la empresa Altán Redes, para dar cumplimiento al compromiso presidencial del proyecto de Red Compartida para el despliegue de 5,938 sitios, cubriendo 69,777

localidades totales, de las cuales, 61,072 corresponden a localidades de menos de 250 habitantes, logrando cubrir el 61% de la población del país.

Se continuará trabajando en la coordinación y seguimiento de los proyectos de Red Compartida en el primer y segundo semestre de 2021, a fin de coadyuvar al cumplimiento de los hitos de cobertura social establecidos por el Gobierno Federal.

3. Coordinación para la conexión de sucursales del Banco del Bienestar

El 26 de marzo de 2020, la Dirección General del Banco del Bienestar, Sociedad Nacional de Crédito, Institución de Banca de Desarrollo, presentó el proyecto para la construcción de sucursales del Banco del Bienestar a nivel nacional, en el cual participa la Secretaría de la Defensa Nacional durante el proceso constructivo, requiriendo el apoyo a CFE Distribución para la coordinación y seguimiento en la contratación de los servicios.

El 28 de mayo de 2020 se recibió la confirmación de 427 servicios correspondientes a las fases I, II, III y IV, de las cuales 76 sucursales se encuentran contratadas y 151 sucursales se encuentran concluidas en su obra eléctrica por CFE y están pendientes de la formalización del contrato de suministro eléctrico por el Banco, lo cual representa un total del 53% de avance al cierre 2020.

Se continuará trabajando en la coordinación y seguimiento a la conexión de las sucursales a nivel nacional, conforme al avance constructivo que informen las dependencias involucradas.

4. Coordinación para la atención de requerimientos derivados de los Programas de Mejoramiento Urbano (PMU) de la Secretaría de Desarrollo Agrario, Territorial y Urbano (SEDATU)

Con motivo del Programa de Mejoramiento Urbano a cargo de la Secretaria de Desarrollo Agrario Territorial y Urbano (SEDATU), dicha dependencia solicitó a CFE apoyo para gestionar los trámites y presupuestación de las obras que se requieran para atender dicho programa.

Por ello, se estableció una mesa de trabajo con la participación de personal de la SEDATU, la Coordinación de Relaciones Interinstitucionales de CFE, CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos, con el objeto de llevar a cabo reuniones de seguimiento semanales, a fin de dar cumplimiento con los compromisos de contratación de los sitios.

Al cierre 2020 y con relación a 40 proyectos del PMU 2019, CFE Distribución cumplió con la atención al 100% de los sitios.

Durante 2021, se continuará con el seguimiento al PMU 2020, así como a los requerimientos específicos que realice la Secretaría.

5. Proyectos del Fondo Sectorial CEMIE-REDES

Durante 2020 se inició con el desarrollo, a cargo del INEEL, de los 4 proyectos estratégicos de investigación y desarrollo tecnológico financiados por el CONACYT a través del Fondo Sectorial CONACYT-SENER-Sustentabilidad Energética (CEMIE-REDES).

No.	No. de proyecto	Título de la demanda	Tipo
1	PE-A-06	Caracterización de pérdidas en redes de baja tensión mediante instrumentos de medición y análisis.	Investigación aplicada

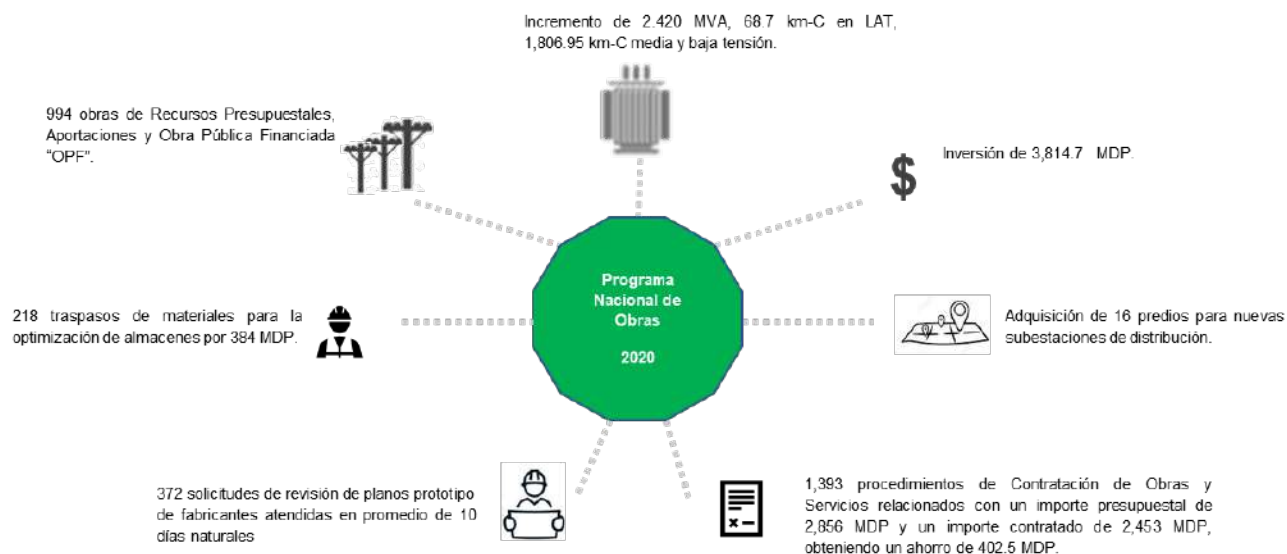
No.	No. de proyecto	Título de la demanda	Tipo
2	PE-A-07	Sistema de gestión corporativo de modelos eléctricos de las Redes Generales de Distribución.	Investigación aplicada
3	PE-A-08	Ubicación de pérdidas en circuitos de media tensión mediante la aplicación de micro balances de potencia.	Investigación aplicada
4	PE-A-09	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 2020:

- Se concluyeron 994 obras de infraestructura eléctrica con recursos Presupuestales, Aportaciones y Obra Pública Financiada "OPF", con una inversión de 3,814.7 MDP, para la instalación de 80 subestaciones de distribución con 2,420 MVA, 17 líneas de alta tensión con 68.7 km-C, así como la construcción de 897 obras de redes de media y baja tensión con 1,806.95 km-C y 2,245 transformadores de distribución con una transformación de 63.6 MVA.



Fuente: CFE Distribución. Datos a diciembre 2020. Cifras redondeadas.
MDP: Millones de Pesos.

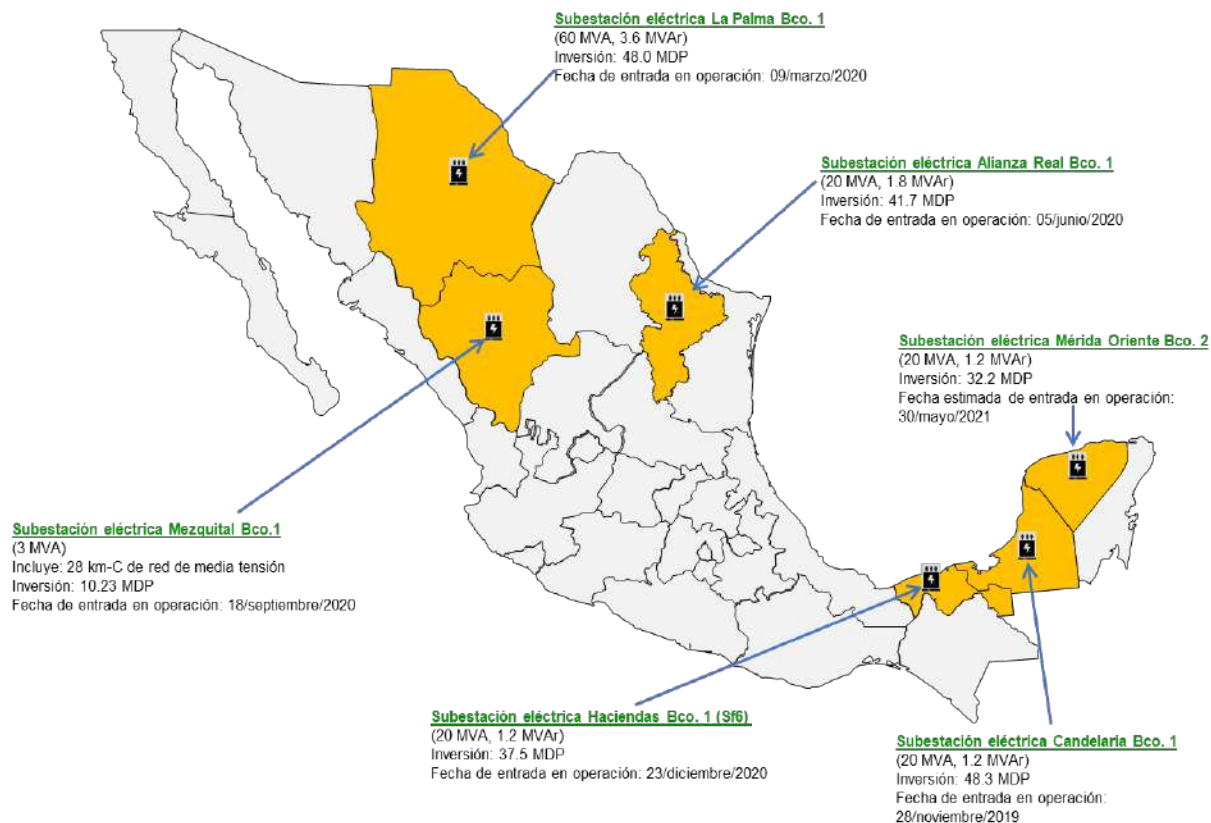
Principales proyectos de infraestructura 2020

Obras concluidas en 2020 (Subestaciones de Aportaciones Transmisión-Distribución)

Al cierre del 2020, se concluyeron 43 obras de distribución bajo el esquema de Aportaciones, con la construcción de 38 subestaciones de distribución que representan 991 MVA de capacidad conjunta, un total de 4.6 km-C en 5 líneas de alta tensión, 29.4 MVAR, 18 alimentadores en alta tensión y 62 alimentadores en media tensión, que representan una inversión de 582.1 MDP.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Vynmsa Querétaro Bco. 1	10.5
Subestación eléctrica Viñedos Bco. 1	8.7
Subestación eléctrica Valles Bco. 1	0.2
Subestación eléctrica Toro Bco.1	13.6
Subestación eléctrica Tetabiate Bco.1	14.7
Subestación eléctrica Tenosique Bco. 2	7.7
Subestación eléctrica Tejar Bco.2	0.4
Subestación eléctrica Tamazunchale Bco. 2	8.4
Subestación eléctrica San Andrés II Bco. 1	9.1
Subestación eléctrica San Agustín Bco. 1	1.4
Subestación eléctrica Saloya Bco. 2	19.1
Subestación eléctrica Rolando García Urrea Bco. 1	13.7
Subestación eléctrica Río Bravo Poniente Bco. 2	19.7
Subestación eléctrica Querétaro Industrial - 1 Alim 115 kV	6.2
Subestación eléctrica Mochis Tres Bco. 1	8.7
Subestación eléctrica Mezquitán Bco. 1	0.7
Subestación eléctrica Mérida Oriente Bco. 2	32.2
Subestación eléctrica Mazatlán Tecnológico Bco. 1	11.9
Subestación eléctrica Mapastepec Bco.1	3.3
Subestación eléctrica Loreto Bco. 1	17.0
Subestación eléctrica Ladrilleras Bco. 1	15.3
Subestación eléctrica La Palma Bco. 1	48.0
Subestación eléctrica Jurica Bco. 1	20.9
Subestación eléctrica Jocotepec Bco. 1	2.2
Subestación eléctrica Haciendas Bco. 1 (Sf6)	37.5
Subestación eléctrica Ezequiel Montes Bco. 2	15.8
Subestación eléctrica Esperanza Bco. 2 Puesta En Servicio	1.1
Subestación eléctrica Culiacán Milenium Bco. 2	26.1
Subestación eléctrica Cima Bco. 2	17.0
Subestación eléctrica Celaya II Bco. 2 - 1 Alim 115 kV	9.4
Subestación eléctrica Candelaria Bco. 1	48.3
Subestación eléctrica Bañón Bco. 2	10.0
Subestación eléctrica Banderas Bco. 1	5.7
Subestación eléctrica Bamoa Bco. 1	14.2
Subestación eléctrica Aztlán Prov Bco. 2	21.1
Subestación eléctrica Atotonilco Bco. 3	13.3
Subestación eléctrica Arenales Bco. 1	8.7
Subestación eléctrica Alianza Real Bco. 1	41.7
Línea de alta tensión Zamora Jacona Entrq. Puerta Grande	1.7

Proyecto	Monto
Línea de alta tensión Tepic Industrial Entrq. Compostela	2.2
Línea de alta tensión Haciendas	2.2
Línea de alta tensión Alianza Real	10.7
Línea de alta tensión Acometida Vynmsa Querétaro	1.9
Total	582.1



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. MDP: Millones de Pesos.

Obras en construcción al cierre de 2020 (Subestaciones de Aportaciones Transmisión-Distribución)

Al cierre 2020 se avanzó el proceso constructivo de 29 obras de distribución en esquema de Aportaciones. Incluyendo dos obras administradas por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT). Dichas obras integran 27 subestaciones, con una capacidad conjunta de 739 MVA; 2 líneas de alta tensión, con una longitud de 43.6 km-C, por un monto de inversión de 952.3 MDP.

Proyecto	Monto (MDP)
Línea de alta tensión Tapeixtles - Minatitlán	164.5
Subestación eléctrica Acuitlapilco	183.3
Total	347.8

Proyecto administrado por CPTT concluido en 2020

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas.

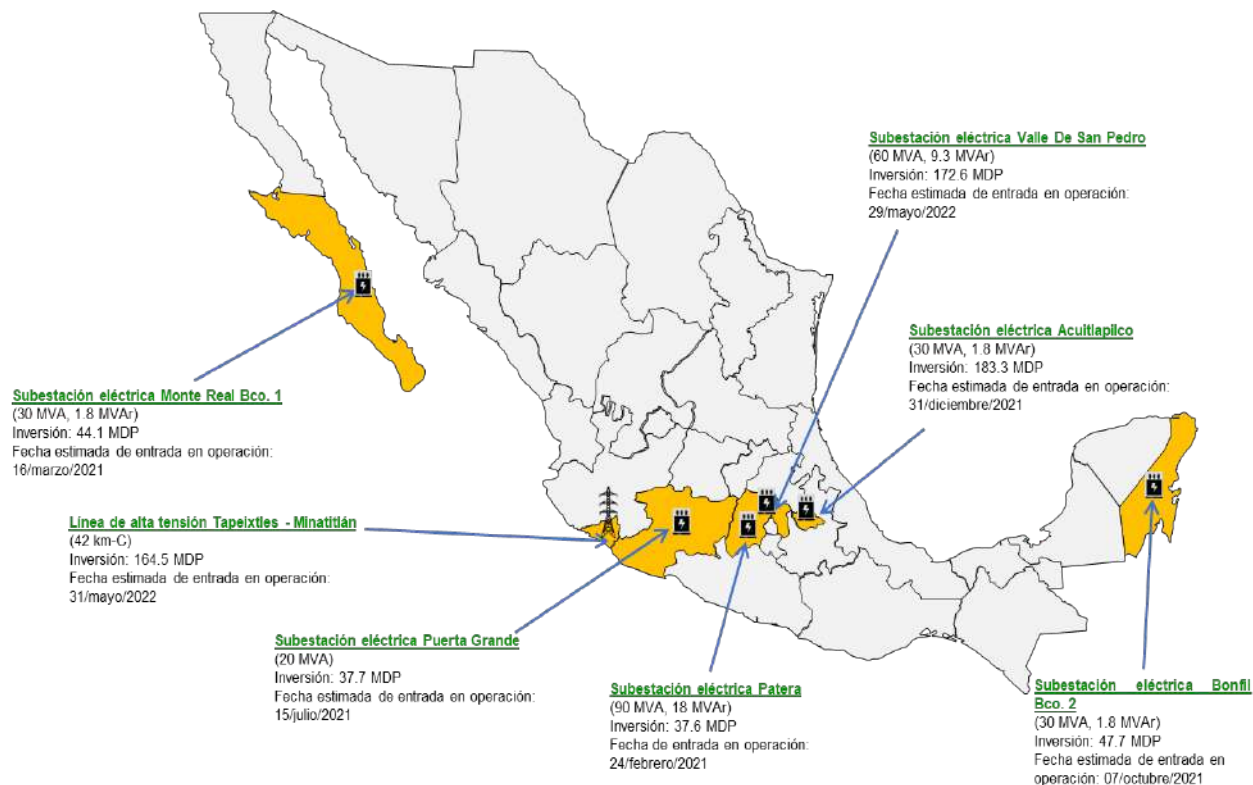
Monto en Millones de Pesos.

Proyecto	Monto
Subestación eléctrica Valle De San Pedro	172.6
Subestación eléctrica Vado Santa María Bco. 2	25.3
Subestación eléctrica Trejo Bco. 2	15.0
Subestación eléctrica Rancho Cuernavaca	8.6
Subestación eléctrica Querétaro Sur Bco. 1	19.9
Subestación eléctrica Punta De Mita	4.0
Subestación eléctrica Puerta Grande	37.7
Subestación eléctrica Pinar Bco. 2	6.3
Subestación eléctrica Patera	37.6
Subestación eléctrica Parras	5.4
Subestación eléctrica Ocosingo Bco. 2	3.4
Subestación eléctrica Nuevo Morelos Bco. 2	22.6
Subestación eléctrica Monte Real Bco. 1	44.1
Subestación eléctrica Manuel Bco. 1	0.5
Subestación eléctrica Las Fajas Bco. 1	14.4
Subestación eléctrica Las Fajas - 1 Alim 115 kV	2.1
Subestación eléctrica Jurica Bco. 2	18.2
Subestación eléctrica Jalostotitlán	4.8
Subestación eléctrica Hunucmá Bco. 1	17.7
Subestación eléctrica Guanacevi Durango Bco. 1	19.4
Subestación eléctrica Estanzuela Bco. 2	25.1
Subestación eléctrica Estadio Bco. 2	21.5
Subestación eléctrica Cuatrociénegas	2.9
Subestación eléctrica Condembaro	9.2
Subestación eléctrica Celaya II Bco. 2	15.6
Subestación eléctrica Bonfil Bco. 2	47.7
Línea de alta tensión Sta. María Del Oro Guanacevi	2.9
Total	604.5

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas.

Monto en Millones de Pesos.

Obras concluidas en 2020 (Obra Pública Financiada "OPF")



De enero a diciembre de 2020, 7 proyectos de distribución fueron terminados mediante el esquema OPF, incluyendo un proyecto administrado por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT). Con ello, se terminaron 15 subestaciones, que representan 920 MVA de capacidad conjunta, un total de 64.1 km-C en 12 líneas de alta tensión, 132.6 MVAr, 23 alimentadores en alta tensión y 147 alimentadores en media tensión, que representan una inversión de 125.6 MDD.

Proyecto	Monto
274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase)	98.0
Total	98.0

Proyecto administrado por CPTT concluido en 2020 (obra pública financiada).

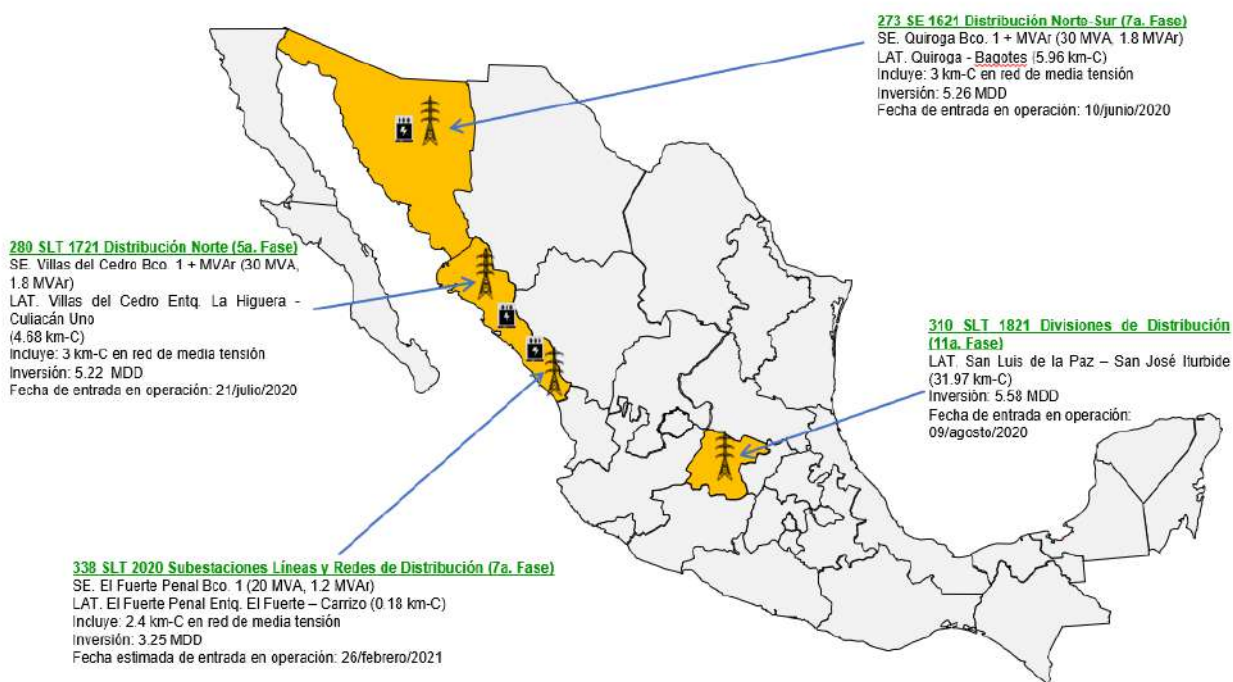
Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. Monto en Millones de Dólares.

SE: Subestaciones Eléctricas.

Proyecto	Monto
273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (7ª Fase)	5.3
280 SLT 1721 Distribución Norte (5ª Fase)	5.2
310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (10ª Fase)	6.2
310 SLT 1821 Divisiones de Distribución (11ª Fase)	5.6
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
Total	27.6

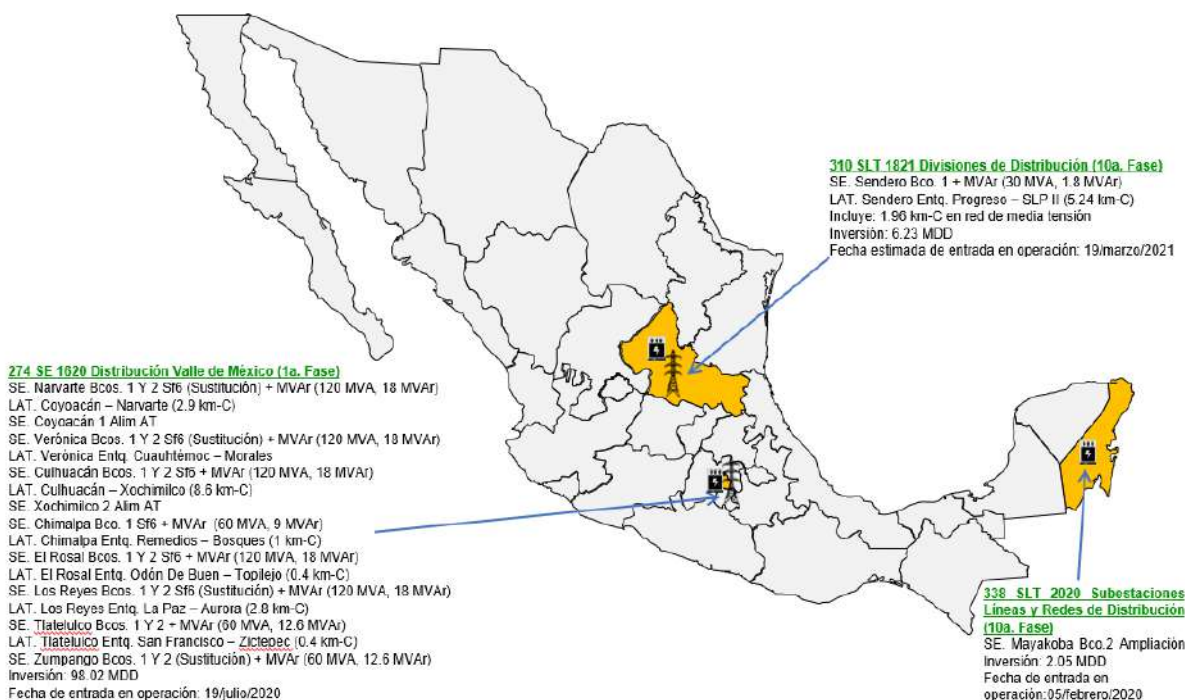
Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. Monto en Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas.



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas.



Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. MDD: Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas.

Obras en construcción al cierre de 2020 (Obra Pública Financiada “OPF”)

Al cierre 2020, se realizó el proceso constructivo de 5 proyectos de distribución en esquema OPF, incluyendo un proyecto administrados por la CPTT. Dichos proyectos integran 6 subestaciones con una capacidad conjunta de 190 MVA, 22.2 MVAR, 5 líneas de alta tensión con una longitud de 40.4 km-C, 2 redes (media y baja tensión) con 2,505 KVA, 3.1 km-C y 2,290 medidores tipo AMI (Advanced Metering Infrastructure), con un monto de inversión de 35.9 millones de dólares (MDD).

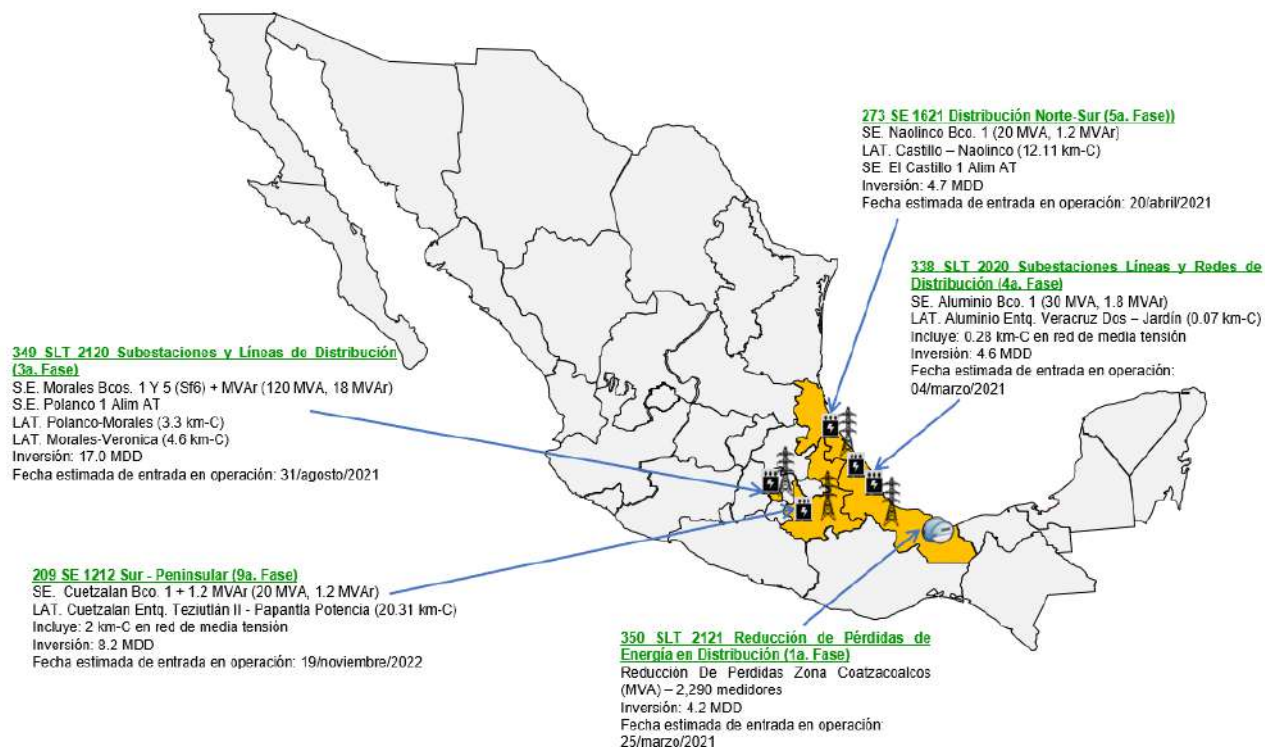
Proyecto	Monto
349 SLT 2120 Subestaciones y líneas de distribución (3ª Fase)	17.0
Total	17.0

Obras administradas por CPTT en construcción al cierre 2020 (obra pública financiada)

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. Monto en Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión.

Proyecto	Monto
209 SE 1212 Sur - Peninsular (9ª Fase)	8.2
273 SE 1621 Distribución Norte-Sur (5ª Fase)	4.7
338 SLT 2020 Subestaciones, líneas y redes de distribución (4ª Fase)	4.6



Proyecto	Monto
350 SLT 2121 Reducción de pérdidas de energía en distribución (1ª Fase)	1.4
Total	18.9

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. Monto en Millones de Dólares.SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas.

Fuente: CFE Distribución. Con corte a diciembre 2020. Cifras redondeadas. Monto en Millones de Dólares.

SLT: Subestaciones y Líneas de Tensión, SE: Subestaciones Eléctricas

Reporte fotográfico de los principales proyectos de infraestructura 2020

- Subestación eléctrica Mezquital Bco. 1



- Subestación eléctrica Haciendas Bco. 1 (Sf6)



- 338 SLT 2020 Subestaciones Líneas y Redes de Distribución (10ª Fase), S.E. Mayakoba Bco.2



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 2020 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 del ejido de Miahuatlán, Ixtapan del Oro, Estado de México 2020

2. Cobertura del Servicio de Energía Eléctrica

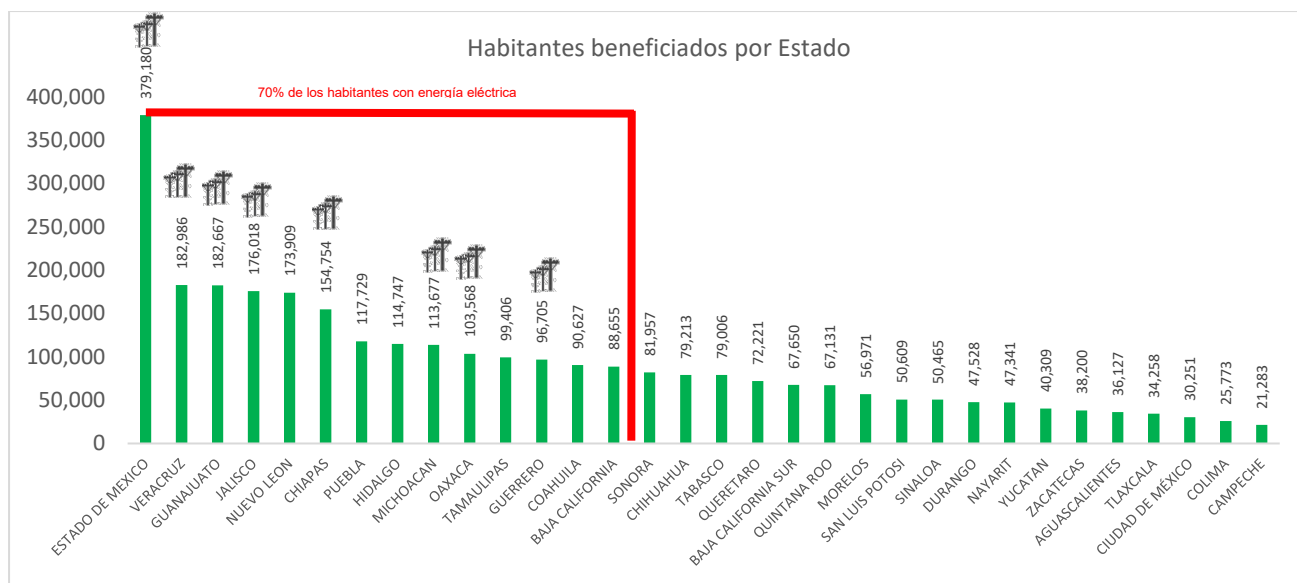
En 2020 se alcanzó una cobertura del servicio de energía eléctrica del 99.08% con la ejecución de 1,528 obras de electrificación derivadas de convenios formalizados en los años 2019 y 2020, con una inversión de 1,063 Millones de Pesos (MDP), beneficiando a 1,025 localidades y 221,023 habitantes.

Con el 99.08% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país alcanzado en 2020, se superó la meta programada del 99.06%, incrementando 0.13 puntos porcentuales respecto a la cobertura del 2019.

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

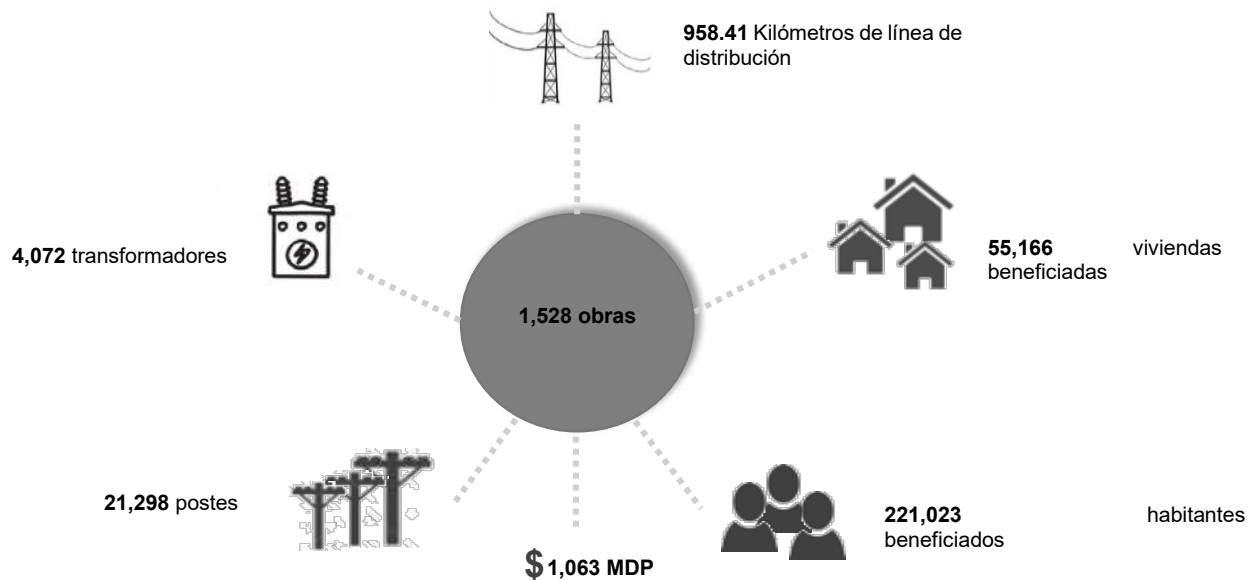
Indicador	Cifras (Datos observados %)						Variaciones (%)				
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015 a 2016	2016 a 2017	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020
Grado de Electrificación	98.53	98.58	98.64	98.75	98.95	99.08	0.05	0.06	0.11	0.20	0.13

Con la cobertura de energía eléctrica alcanzada en 2020 se beneficiaron a 3 millones de habitantes conforme a lo siguiente:



Estados considerados en el objetivo 1 del PRCMADEEL

Con las obras de electrificación ejecutadas en 2020, 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 (MDP)	Habitantes	Viviendas	No. de postes	Kilómetros de línea	No. de transformadores
Baja California	9	6.30	2,443	397	130	5.85	47
Baja California Sur	21	39.27	22,634	5,152	694	31.23	347
Campeche	5	1.01	64	15	23	1.04	2
Chiapas	21	25.60	2,860	713	402	18.09	99
Chihuahua	29	18.26	45,420	12,853	550	24.75	74
Coahuila	44	30.96	18,228	5,102	312	14.04	58
Colima	11	0.77	156	39	34	1.53	5
Durango	11	51.42	14,336	3,584	167	7.52	11
Estado De México	266	196.32	31,208	7,575	3,603	162.14	937
Guanajuato	130	54.34	7,317	1,472	824	37.08	163
Guerrero	161	125.32	12,344	3,071	2,662	119.79	326
Hidalgo	141	102.69	11,153	2,684	2,582	116.19	407
Jalisco	54	24.72	7,676	1,552	669	30.11	95
Michoacán	94	29.59	4,088	1,022	955	42.98	76
Morelos	5	1.23	111	37	36	1.62	6
Nayarit	6	2.45	1,105	221	80	3.60	14
Nuevo León	113	50.03	4,964	1,240	1,100	49.50	156
Oaxaca	15	33.78	1,728	432	762	34.29	84
Puebla	95	55.44	6,724	1,627	1,616	72.72	289
Querétaro	10	3.93	1,465	293	151	6.80	33
Quintana Roo	9	11.03	1,676	419	136	6.12	53
San Luis Potosí	101	40.45	3,178	725	799	35.96	138
Sinaloa	5	2.22	125	25	41	1.85	8
Sonora	48	28.39	3,379	845	649	29.21	150
Tabasco	5	5.08	4,324	1,081	95	4.28	72
Tamaulipas	21	16.42	1,058	257	379	17.06	50
Tlaxcala	6	1.80	248	62	45	2.03	8
Veracruz	74	78.46	9,232	2,238	1,415	63.68	318
Yucatán	13	24.96	1,549	387	364	16.38	38
Zacatecas	5	1.20	230	46	23	1.04	8
Totales	1,528	1,063.42	221,023	55,166	21,298	958.41	4,072

3. Convenios de Electrificación

En el 2020, se formalizaron 185 convenios con los Gobiernos Estatales y Municipales, para la construcción de 520 obras de electrificación, con una inversión de 280.75 millones de pesos, de las cuales se han concluido 257 obras.

263 obras se encuentran en proceso de construcción, ya que fueron convenidas en el cuarto trimestre del 2020 y se concluirán al cierre de marzo del 2021.

Estas obras traerán beneficios a 109,550 habitantes en 365 localidades en 23 estados del país.

4. Convenio con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE)

Mediante decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, fue expedida la Ley de la Industria Eléctrica, la cual establece la creación de un vehículo financiero enfocado a la electrificación de comunidades rurales, zonas urbanas marginadas y a usuarios finales en condiciones de extrema pobreza, denominado fideicomiso "Fondo de Servicio Universal Eléctrico".

El 28 de julio del 2020, se formalizaron dos Convenios de Asignación de Recursos con el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), para la ejecución de 757 obras de electrificación mediante extensiones de las redes generales de distribución y módulos solares individuales, por una inversión de 627.38 MDP, para beneficiar a 67,710 habitantes en 5 Estados el País. Se tiene programado concluir estas obras al cierre de abril de 2021.

5. Proyecto de desarrollo Tren Maya

CFE Distribución colabora con el Fondo Nacional de Turismo (FONATUR), en las líneas Estratégicas de Consulta Indígena.

Derivado de las Asambleas Consultivas para este proyecto, celebradas en 2019 y 2020, se han integrado diferentes mesas de trabajo en conjunto con FONATUR, Instituto Nacional de los Pueblos Indígenas (INPI) y la Secretaría de Gobernación (SEGOB), con el fin de coadyuvar entre las distintas dependencias involucradas en los proyectos de desarrollo, en beneficio de las poblaciones inmersas en el área de influencia.

CFE y FONATUR firmaron el convenio de colaboración No. CFE/FONATUR/001/2020 el cual tendrá cobertura para las etapas de actividades previas, ingeniería, supervisión y construcción del proyecto de electrificación en los estados de Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

6. Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec.

CFE Distribución participa en el proceso de consulta indígena para el Programa de Desarrollo del Istmo de Tehuantepec, atendiendo las solicitudes para la construcción de obras de ampliación, modernización y electrificación de comunidades indígenas y afromexicanas, en los estados de Veracruz y Oaxaca, mediante el convenio CGAJ-CV-102-19, con el Instituto Nacional de Pueblos Indígenas (INPI) y el FESUE-RL-19-ER-01 con el FSUE.

Durante 2019 y 2020 se iniciaron 13 obras de electrificación con una inversión de 26.84 MDP, para beneficiar a 3,784 habitantes con un avance del 61%; asimismo 1 Granja Solar en Santa María del Mar con una inversión de 45 MDP para beneficiar a 1,280 habitantes, que reporta un avance del 71%. Asimismo, para el fortalecimiento de la infraestructura eléctrica se tiene en proceso 7 subestaciones eléctricas y líneas de distribución en la región del Uxpanapa con una inversión de 147.30 MDP y avance del 87% al cierre de 2020.

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.

Durante 2020, se realizó la adquisición de vehículos chasis para montaje de equipo hidráulico, con el objetivo de sustituir equipos obsoletos y/o dañados, mismos que son utilizados por el personal de campo, para instalar, operar y mantener en óptimas condiciones la infraestructura de las Redes Eléctricas, garantizando el suministro y la continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios existentes y nuevos.

Al respecto, se realizó una inversión de 669.77 MDP con un total de 814 equipos, los cuales se encuentran en operación en las 16 Divisiones de Distribución.

La CFE Distribución continúa con los proyectos de adquisiciones de equipos, para seguir entregando energía, a los casi 46 millones de usuarios en todo el país.

Atención a emergencias por fenómenos naturales

La Comisión Federal de Electricidad cuenta con Manuales y Planes que tienen como propósito primordial, establecer los mecanismos que contribuyen a la adecuada y oportuna toma de decisiones en caso de afectación al suministro eléctrico causado por fenómenos meteorológicos y geológicos.

Con ello se logra una menor afectación al suministro eléctrico a la población y, en su caso, una menor duración, ya que se realizan actividades antes, durante y después que se presentan los eventos, buscando siempre la optimización de los recursos humanos y materiales para atender estas situaciones en las mejores condiciones de seguridad y garantizar la continuidad del servicio eléctrico.

Es compromiso de nuestra Dirección General fortalecer la atención de emergencias por fenómenos meteorológicos y sismos, por lo que se realizaron los preparativos para atender posibles afectaciones del suministro de energía eléctrica por dichos fenómenos.

En el 2020 se atendieron 15 fenómenos meteorológicos y uno geológico con un promedio de 3 días de restablecimiento y 6,046,170 usuarios afectados en 21 estados del país.

Con la inmediata intervención del personal de CFE de Distribución, se restablece el suministro eléctrico de los servicios prioritarios para la comunidad y poblaciones como, por ejemplo; Centros Comerciales, Hospitales, Farmacias, Bombeos de Agua Potable y Alumbrado Público, con los que se garantiza el abasto de alimentos, atención médica, medicamentos, agua y que prevalezca la seguridad de la población.

Resumen de Cierre Operativo Administrativo de Fenómenos Naturales 2020											
Evento	Fecha de impacto	Cierre Operativo					Estados Afectados	Trabajadores	Daños		
		Días para el 90% de Restablecimiento	Días de Restablecimiento	% de usuarios afectados respecto al total en la región	Usuarios Afectados	Torre			Poste	Transformador de Distribución	
Frente Frio 63	21 de mayo	2	5	9	640,019	Tamaulipas, Tabasco, San Luis Potosí, Hidalgo y Veracruz	1,192	9	365	139	
Tormenta Tropical Cristóbal	3 de junio	2	6	6	421,235	Campeche, Quintana Roo, Yucatán, Tabasco, Chiapas y Veracruz	925	0	139	46	
Sismo 7.5 Grados	23 de junio	1	1	11	1,952,659	Oaxaca, Hidalgo, Puebla, Veracruz, Ciudad de México, Estado de México, Morelos y Guerrero.	1,145	0	81	31	
Tormenta Tropical Hanna	26 de julio	1	2	5	271,983	Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí y Coahuila	605	3	123	169	
Huracán Genevieve	19 de agosto	2	2	26	85,002	Baja California Sur	640	0	75	2	
Tormenta Tropical Hernán	27 de agosto	1	2	2	100,266	Jalisco, Colima y Michoacán	268	0	64	1	
Frente Frio 4	28 de septiembre	1	3	2	273,209	Tamaulipas, San Luis Potosí, Hidalgo, Puebla, Oaxaca y Veracruz	631	0	15	19	
Tormenta Tropical Gamma	3 de octubre	1	3	12	250,408	Campeche, Quintana Roo y Yucatán	393	0	40	18	
Huracán Delta	7 de octubre	1	3	27	455,496	Quintana Roo y Yucatán	1,306	0	365	214	
Huracán Zeta	26 de octubre	1	2	21	348,865	Quintana Roo y Yucatán	1,016	0	118	15	
Frente Frio 11	2 de noviembre	1	2	1	44,454	Veracruz y Oaxaca	158	6	3	0	
Interacción del Ciclón Tropical ETA con Frente Frio 11	06 de noviembre	2	3	5	124,995	Chiapas y Tabasco	124	2	7	3	
Interacción del Ciclón Tropical IOTA con Frente Frio 13	18 de noviembre	1	1	1	46,696	Oaxaca, Chiapas y Tabasco	120	0	1	0	
Vientos de Santa Ana	3 de diciembre	1	2	16	223,428	Baja California	199	4	13	0	
Frente Frio 23	24 de diciembre	1	2	12	659,731	Nuevo León, Tamaulipas, Veracruz, Oaxaca, Puebla, Tabasco y Chiapas	507	0	33	26	
Frente Frio 24	31 de diciembre	1	1	6	147,724	Ciudad de México y Estado de México	217	0	10	7	
16	--	1	3	10	6,046,170	21	9,446	24	1,452	690	

Por el paso de estos fenómenos naturales se dañaron: 24 torres, 1,452 postes y 690 transformadores de distribución, los cuales fueron reemplazados por los trabajadores de CFE Distribución.

Por último y con la finalidad de contribuir a salvaguardar la integridad física del personal de CFE Distribución, alineados a las recomendaciones emitidas por nuestras autoridades, se implementaron protocolos con las medidas en la prevención y atención del coronavirus SARS-COV2 COVID-19, durante todas las etapas de la atención de las emergencias.

Con ello, se disminuyó la probabilidad de ser un foco de contagio para las poblaciones que atendimos, así mismo al regresar a casa se evitó contagiar a las familias de los trabajadores.

Reporte fotográfico



Personal realizando labores de reparación de las Redes Generales de Distribución





Personal realizando labores de reparación de las Redes Generales de Distribución

Incremento en la Confiabilidad de las Redes Generales de Distribución

Índice de Duración Promedio de Interrupción (SAIDI)

Evolución mensual 2020 comparada con 2019

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.

Tiene como objetivo evaluar la eficacia de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones, mantengan la continuidad del suministro de energía eléctrica y mejoren la calidad del servicio a los usuarios.

Los componentes del indicador SAIDI sin eventos son: Número de Interrupciones, Tiempo Promedio de Restablecimiento y Usuarios Promedio Afectados, en el que se excluyen las interrupciones que no son atribuibles a las actividades de operación y mantenimiento y que en las DACG se definen como casos fortuitos o fuerza mayor. Dicho lo anterior, para cada componente se han realizado las siguientes actividades relevantes:

- ✓ Número de Interrupciones (NI): se implementaron acciones de mantenimiento como son poda de árboles, reemplazo de aislamiento e instalación de apartarrayos.
- ✓ Tiempo Promedio de Restablecimiento (TPR): se implementaron acciones como instalación de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC), organización de personal para agilizar los restablecimientos y contar con enlaces para restablecer usuarios de tramos no fallados.
- ✓ Usuarios Promedio Afectados (UPA): se implementaron acciones como la instalación de nuevos alimentadores, reconfiguración de circuitos y coordinación de protecciones.

Indicador	Cifras anuales				Variaciones		
	(Datos observados)				(%)		
	2017	2018	2019	2020	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020
SAIDI	29.264	26.981	25.069	22.08	7.8	7.09	11.9

El tiempo que en promedio un cliente no dispuso del suministro eléctrico en el 2020 fue de 22.08 minutos, con una mejora del 11.9% respecto a los 25.069 minutos por cliente del 2019.

Índice de Duración Promedio de Interrupción del Sistema 2020, cifras mensuales

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)

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
1.021	1.891	3.079	4.406	5.873	8.025	10.661	12.788	15.147	17.187	19.328	22.08

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
6.16	10.21	11.65	11.37	15.14	15.00	12.79	13.58	13.95	14.92	14.09	11.92

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

En 2020 se tuvieron los siguientes logros para mejorar el indicador: se programó la poda de 7,483,206 árboles, se podaron 7,787,312 al cierre de diciembre de 2020; se programó el reemplazo de 381,435 aisladores y se reemplazaron 444,081, así mismo, se programó instalar 199,906 apartarrayos y se reemplazaron 236,382. Al cierre de 2020 se tiene un valor de 58,773 interrupciones sin evento, lo que representa una disminución del 3% respecto al año 2019.

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio (SAIFI)

Evolución mensual 2020 comparada con 2019

El SAIFI (Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema), representa el número de interrupciones promedio que un usuario experimenta.

Tiene como objetivo evaluar la eficacia de la operación y mantenimiento del sistema eléctrico de distribución para identificar medidas correctivas y/o preventivas que reduzcan las interrupciones y mantengan la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Los componentes del indicador SAIFI sin eventos son: Número de Interrupciones, Tiempo Promedio de Restablecimiento y Usuarios Promedio Afectados, en el que se excluyen las interrupciones que no son atribuibles a las actividades de operación y mantenimiento y que en las DACG se definen como casos fortuitos o fuerza mayor. Para cada componente se han realizado las siguientes actividades relevantes:

- ✓ Número de Interrupciones (NI), se implementaron acciones de mantenimiento como son poda de árboles, reemplazo de aislamiento e instalación de apartarrayos.
- ✓ Tiempo Promedio de Restablecimiento (TPR), se implementaron acciones como instalación de Equipo de Protección y Seccionamiento (EPROSEC), organización de personal para agilizar los restablecimientos y contar con enlaces para restablecer usuarios de tramos no fallados.
- ✓ Usuarios Promedio Afectados (UPA), se implementaron acciones como la instalación de nuevos alimentadores, reconfiguración de circuitos y coordinación de protecciones.

Indicador	Cifras anuales (Datos observados)				Variaciones (%)		
	2017	2018	2019	2020	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020
SAIFI	0.575	0.502	0.475	0.455	12.7	5.38	4.2

En 2020 se tuvieron los siguientes logros para mejorar el indicador: se programó la instalación de 1,027 EPROSEC y se instalaron 1,316 al cierre de diciembre de 2020.

Durante 2020, en promedio el 45.5% 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 3.78% respecto al año 2019 cuando en promedio el 47.5% de los usuarios presentaron al menos una interrupción, mayor a 5 minutos.

Índice de la Frecuencia de Interrupción Promedio del Sistema 2020 (mensual)

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)

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
0.024	0.043	0.069	0.097	0.13	0.172	0.223	0.269	0.32	0.364	0.404	0.455

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
9.09	2.27	8.00	5.83	9.72	11.79	8.98	8.81	6.98	6.67	6.26	4.21

Fuente: Sistema Integral Administración Distribución (Cierre 2020)

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 2019 de 4.86 a 4.39 inconformidades por cada mil usuarios en el año 2020, lo cual representa una mejora del 9.7% y una reducción de 200,281 inconformidades en un año.

El trabajo conjunto de CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos ha permitido que año con año el IMU vaya a la mejora y que en el 2020 todos los meses fueron mejores que en 2019.

Evolución mensual IMU, valores mensuales acumulados:

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
2020												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
4.24	4.04	3.98	3.95	4.02	4.14	4.31	4.43	4.50	4.51	4.45	4.39	4.39
Variaciones												
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
-0.46	-0.37	-0.44	-0.39	-0.44	-0.50	-0.50	-0.53	-0.48	-0.49	-0.50	-0.47	-0.47

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2019	2020	2019 a 2020
IMU	4.86	4.39	-0.47

Fuente: Sistema Cim@, <http://cimasdd.cfmex.com:8080/distribucion/>

Abreviaturas: (IMU) Inconformidades por cada mil usuarios

Indicadores de Plazos de Atención (DACG´s)

Los plazos de atención establecidos en las “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica” (DACG´s) tienen una meta del 90%. Por ello, considerando los buenos valores que se han alcanzado y que ya se encuentran dentro de

meta, se han mantenido y mejorado marginalmente. En 2019 el valor de los 4 indicadores de mayor importancia fue de 95.35% y, en 2020 fue de 96.01%, con una mejora de 0.7%.

La coordinación entre CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos ha permitido que año con año se mejoren estos indicadores, conforme a los programas de trabajo entre ambas empresas, enfocados a mejorar la satisfacción del cliente.

Evolución mensual DACG'S, valores mensuales acumulados:

Indicador	2019												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	95.14	95.40	95.23	95.2	94.91	94.15	93.71	93.36	93.27	93.17	93.06	93.10	93.10
RSS	96.32	96.45	96.47	96.45	95.98	95.14	94.94	94.67	94.67	94.61	94.54	94.61	94.61
CBT	95.81	95.45	95.34	95.22	95.02	94.51	94.02	93.37	92.86	92.67	92.64	92.43	92.43
RSC	97.81	97.71	97.72	97.7	97.73	97.73	97.70	97.66	97.62	97.59	97.54	97.49	97.49
Indicador	2020												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	93.30	93.13	92.96	93.35	93.52	93.42	93.23	92.96	92.74	92.20	92.11	92.16	92.16
RSS	95.78	95.26	95.37	95.67	95.59	95.53	95.37	95.43	95.51	95.22	95.29	95.35	95.35
CBT	94.94	95.05	94.75	94.99	95.10	95.03	94.91	94.68	94.47	94.48	94.50	94.52	94.52
RSC	97.51	97.50	97.57	97.68	97.77	97.76	97.79	97.82	97.80	97.72	97.62	97.58	97.58
Indicador	Variaciones												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
RBT	-1.93	-2.38	-2.38	-1.94	-1.46	-0.78	-0.51	-0.43	-0.57	-1.04	-1.02	-1.01	-1.01
RSS	-0.56	-1.23	-1.14	-0.81	-0.41	0.41	0.45	0.80	0.89	0.64	0.79	0.78	0.78
CBT	-0.91	-0.42	-0.62	-0.24	0.08	0.55	0.95	1.40	1.73	1.95	2.01	2.26	2.26
RSC	-0.31	-0.21	-0.15	-0.02	0.04	0.03	0.09	0.16	0.18	0.13	0.08	0.09	0.09

Evolución anual:

Indicador	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2019	2020	2019 a 2020
RBT	93.10	92.16	-1.01
RSS	94.61	95.35	0.78
CBT	92.43	94.52	2.26
RSC	97.49	97.58	0.09

Fuente: <http://cssnal.cfmex.com/indicadores10/indicadoresTiempos.asp>

Abreviaturas: (DACG'S) Disposiciones Administrativas de Carácter General

RBT - Restablecimiento en baja tensión

RSS - Restablecimiento en de sector fuera

CBT - Contrato baja tensión

RSC - Reconexión a servicio cortado

Disminución de Pérdidas de Energía

Se trata de 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 2020 se llevaron a cabo 5 estrategias, en las 16 divisiones de distribución, para la disminución del indicador de pérdidas, logrando detectar un 15% más de energía pérdida con respecto al 2019, equivalente a 9,523 GWh, pasando de un valor de 10.97% en diciembre 2019 a un valor de 11.68% en 2020, incluyendo alta tensión. Siendo la principal causa del incremento del indicador de pérdidas de energía, la reducción de ventas de energía por 9,327 GWh, derivado de la contracción económica, además de un mayor robo de energía eléctrica por 1,350 GWh, todo derivado de la pandemia mundial del SARS- CoV 2. (COVID 19).

Porcentaje mensual de pérdidas de energía con Alta Tensión

2019											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
11.22	11.19	11.1	11.13	11.16	11.25	11.17	11.3	11.36	11.23	11.16	10.97

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2019)

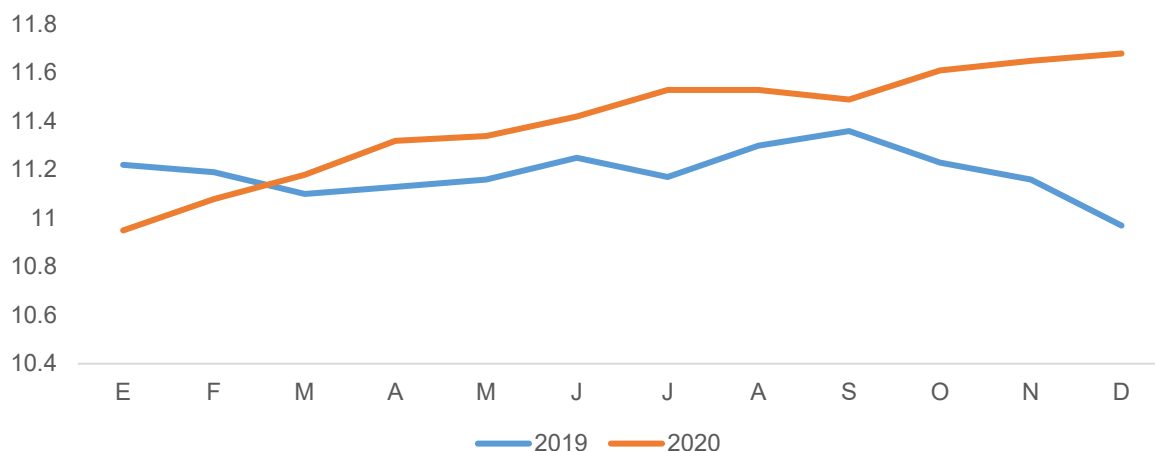
2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
10.95	11.08	11.18	11.32	11.34	11.42	11.53	11.53	11.49	11.61	11.65	11.68

Fuente: CFE Distribución Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-2.41	-0.98	0.72	1.71	1.61	1.51	3.22	2.04	1.14	3.38	4.39	6.47

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

Porcentaje de pérdidas de energía en distribución
Valores mensuales de 2019 y 2020



Al cierre de 2020, del total de las pérdidas de energía no técnicas, las pérdidas por Delincuencia, Resistencia Civil y Asentamientos Irregulares, representan el 38% y en tres Divisiones de Distribución se concentra el 46% de la energía que se pierde por estas causas (Golfo Norte, Valle de México Norte y Valle de México Sur).

En 4 divisiones, las pérdidas agravadas por estas tres problemáticas representan más del 40% de su total de pérdidas no técnicas (Valle de México Sur, Valle de México Centro, Golfo Centro y Golfo Norte).

Pérdidas de energía reguladas (media y baja tensión)

Las pérdidas de energía en media y baja tensión (reguladas) de distribución presentan un resultado desfavorable al cierre del ejercicio 2020 de 13.84%, con 32,584 GWh, aumentando un 5.89 % equivalente a 0.77 puntos porcentuales, respecto al valor de 13.07% de 2019. Esto como ya se mencionó en párrafos anteriores derivado de los efectos de la pandemia del SARS- CoV 2. (COVID 19).

Porcentaje mensual de pérdidas de energía en Media y Baja Tensión

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)

2020											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
13.03	13.19	13.32	13.46	13.46	13.54	13.71	13.7	13.62	13.75	13.79	13.84

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

Variaciones											
E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
-3.41	-1.93	0.00	0.67	0.60	0.52	2.70	1.48	0.15	2.38	3.22	5.89

Fuente: Sistema de Balance de Energía (Cierre 2020)

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 el Sistema Nacional de Balance de Circuitos (SINABEC), 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 2020 se llevaron a cabo 4.7 millones de revisiones, respecto a una meta de 3.6 millones, un 39% más con respecto a 2019, que fue de 3.37 millones de revisiones, con 469,967 mil anomalías detectadas, documentando los ajustes correspondientes.

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 teledir 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 2020 se llevó a cabo la modernización de 1.7 millones de medidores, respecto a una meta de 1.4 millones. Un 23% más con respecto a 2019, que fue de 1.31 Millones de modernizaciones. A nivel nacional se han modernizado 29 millones de equipos de medición entre servicios de baja y media tensión, equivalente al 63% de los 45.7 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 2020 no se logró el objetivo establecido de incrementar las ventas con respecto al 2019, esto generado por el impacto de la pandemia por COVID-19 lo que generó contracción en la economía nacional, principalmente en la mediana y gran industria y por consecuencia decremento en las ventas por -9,327 GWh con respecto al año anterior.

Por el contrario, en 2020 se atendieron 967 mil órdenes de servicio y la corrección de 695 mil anomalías, esto permitió incrementar las rutas aseguradas en 6,032 ya que en 2020 se aseguraron 95,746 y en 2019 se aseguraron 89,714.

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 2020 se logró regularizar e incorporar a las RGD 249 mil nuevos usuarios, un 19% más que en 2019, que fue 192 mil nuevos servicios.

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.

Es decir, en 2020 con el beneficio de 546 obras de infraestructura eléctrica, se logró la contención de 107.51 GWh, impactando a la mejora en el indicador Nacional de Pérdidas 0.035 puntos porcentuales.

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 mejoró el sistema informático de Aseguramiento de la Medición (ASEMED V2.0) y se creó un nuevo sistema informático que concentra todas las anomalías relacionadas con posibles Usos Indebidos, Fallas de Medición y Errores de Facturación (coNAN), aumentando la eficacia de la detección de anomalías de campo en algunas divisiones hasta el 99.38%. Lo que contribuyó en 2020, a detectar un 15% más de energía pérdida al pasar de 8,259 GWh a 9,523 GWh de 2019 a 2020.

Obras de Infraestructura

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) es el área de la CFE encargada de planear las actividades de gestión, ejecución, supervisión de obra y desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, así como la promoción y venta de los mismos; planear la gestión, ejecución, supervisión y desarrollo de servicios de ingeniería de la CFE, y los que le encomienden sus empresas productivas subsidiarias, empresas filiales y terceros; establecer los lineamientos y elaborar los estudios técnicos referentes a proyectos, así como la evaluación del impacto ambiental y la comercialización de los productos finales; así como de emitir las convocatorias, bases y pliegos de requisitos relacionados con adquisición de bienes, servicios y obras que se relacionen con los proyectos de infraestructura a su cargo y dirigir la sustanciación de los procedimientos de contratación y la firma de los contratos respectivos.

Estas actividades se realizan a través de la jefatura de esta Dirección y sus tres subdirecciones: i) la Subdirección de Estrategia y Desarrollo de Negocio; ii) la Subdirección de Ingeniería y Administración de la Construcción; y, iii) la Subdirección de Estructuración de Proyectos.



I. Logros y dificultades de la DCIPI en 2020

Logros

- La CFE participó en la Consulta Indígena previa, libre e informada del Programa para el Desarrollo del Istmo de Tehuantepec y del Proyecto de Desarrollo Tren Maya. En ambos proyectos, la DCIPI ha coordinado la participación de diferentes áreas de la CFE para participar en el Comité Técnico Interinstitucional, el cual desempeña la función de asesores técnicos de la consulta, al igual que todas las Dependencias, y entidades de la Administración Pública Federal, especializadas en las temáticas que constituyen la materia de la consulta.
- El 30 de septiembre de 2020, la CFE y FONATUR formalizaron el convenio marco de colaboración No. CFE/FONATUR/001/2020, con el objeto de realizar las actividades de planeación, desarrollo, implementación, instalación y operación de la infraestructura eléctrica para el proyecto Tren Maya en Yucatán, Campeche y Quintana Roo.

- Colaboración de la DCIPI con la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica para elaborar el documento denominado “Costos y parámetros de referencia para la formulación de proyectos de inversión del sector eléctrico transmisión y transformación 2020” (COPAR 2020). El documento servirá de base para que la Comisión Reguladora de Energía pueda determinar los costos para el crecimiento de la infraestructura eléctrica de la Red Nacional de Transmisión, que serán incluidos en el cálculo de las tarifas.
- La expansión de la red de líneas de transmisión, trae consigo nueva infraestructura en comunicaciones, lo que permitirá que más hogares tengan servicios de telecomunicaciones; en tal situación, la CPTT ha desarrollado dentro de sus planes de trabajo de revisar las estructuras de soporte de las líneas de transmisión existentes para acondicionar y poder sustituir los cables de guarda convencionales por cables de guarda con fibra óptica para ofrecer además del suministro eléctrico la posibilidad de que la CFE aporte infraestructura de comunicaciones en beneficio de la sociedad.
- Con el impulso de la CFE y la intervención del Gobierno Federal, se resolvió la problemática que existía en el Proyecto CC Centro, lo anterior derivado de los plantones por grupos opositores al proyecto.
- El Consejo de Administración de la CFE autorizó la creación del Fideicomiso Maestro de Inversión para que a través de una estructura financiera de autofinanciamiento se puedan realizar nuevas centrales de la CFE considerando las utilidades presentes y futuras de CFENERGÍA. Bajo este esquema de financiamiento, se priorizaron siete nuevos proyectos para su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional: CC González Ortega, TG González Ortega, CC Valladolid, CC Mérida, CC Baja California Sur, CC Tuxpan FI y CC San Luis Río Colorado. La DCIPI inició los estudios de sitio, en conjunto con la Dirección Corporativa de Planeación Energética y las Empresas Productivas Subsidiarias se realizaron los Estudios de Interconexión, los Casos de Negocio, Plan Financiero y Plan de Ejecución para su aprobación del Consejo de Administración de la CFE, así como la elaboración de los Pliegos de Requisitos de los Proyectos.

Gestión de Problemática

- En el 2020 el virus SARS-CoV-2 (COVID 19) fue declarado por la Organización Mundial de la Salud como Pandemia a nivel mundial. Al respecto, en México se suspenden y cambian la manera de realización de actividades en el Sector Federal, mediante decreto publicado en el DOF del 25 de marzo.

Como consecuencia de lo anterior, se han presentado complicaciones en la ejecución de los proyectos, en virtud de que algunos equipos y materiales de instalación permanente de fabricación extranjera, debido a la disminución de mano de obra en fábrica, dificultad de llevar a cabo las pruebas en fábrica y a las restricciones en el transporte de mercancías entre los países.

- En junio del 2020 el Tribunal Arbitral Internacional, emitió el laudo a favor del Consorcio que construía el PH Chicoasén II a cargo de la CPH. La Oficina del Abogado General (OAG) promovió un juicio de nulidad del laudo del arbitraje, de conformidad con la legislación nacional y el Juez Segundo de Distrito en Materia Civil en la Ciudad de México determinó suspender la ejecución del laudo. Una vez que se cierre el Contrato PIF-005/2015, CFE tendrá la posibilidad de continuar con dicho proyecto.

- Se gestiona que una superficie del ejido Chicoasén, Municipio de Chicoasén, Estado de Chiapas, pase a ser propiedad de la Comisión Federal de Electricidad para que sea destinada al Proyecto Hidroeléctrica Chicoasén II.

II. Universo de proyectos DCIPI en 2020

Proyectos concluidos

En 2020, la DCIPI concluyó 37 proyectos de infraestructura eléctrica, de los cuales:

- 3 son proyectos de generación, correspondientes a dos centrales de ciclo combinado y un proyecto de rehabilitación y modernización de una central de ciclo combinado, que representan una inversión del orden de 1,261.6 MDD, para la instalación de 2,222.5 Megawatts (MW) de capacidad de generación eléctrica. De estos proyectos:
 - 1 proyecto se financió mediante el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), con una inversión de 324.3 MDD.
 - 2 proyectos se financiaron mediante el esquema de Productor Externo de Energía (PEE), con una inversión de 937.3 MDD.
- 34 son proyectos de transmisión y transformación, que representan una inversión del orden de 136.8 MDD, para la instalación de 26 líneas de transmisión, con una longitud conjunta de 101.7 kilómetros-circuito (km-c), y 29 Subestaciones Eléctricas, con metas por 1,543 MVAs de capacidad de transformación y 311.8 MVAr de capacidad de compensación de potencia reactiva. De estos proyectos:
 - 2 proyectos se financiaron mediante el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), con una inversión de 103.7 MDD.
 - 32 proyectos se financiaron mediante el esquema de Obra Pública Presupuestaria (OPP), es decir con recursos propios de la CFE, con una inversión de 33.1 MDD.

Concepto	2019	2020	Variación (2019 a 2020)
1. Total de proyectos concluidos	14	5	-64%
1.1. Proyectos concluidos de generación	5	3	-40%
1.1.1. MegaWatts (MW) instalados	3,331	2,222.5	-33%
1.2. Proyectos concluidos de transmisión y transformación	9	2	-78%
1.2.1. Kilómetros circuito (km-C) instalados	835	16.1	-98%
1.2.2. Megavolts Ampere (MVA)	2,705	780	-71%

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2021.

Relación de proyectos:

No.	Nombre	Mod.	Inversión Total MDD	LT	Km-C	SE	MVA	MVAr	Terminación
1	1620 Distribución Valle de México 1ª	OPF	98.0	7	16.1	10	780	124.2	20-feb-20
2	2101 Comp. capacitiva Baja-Occidental	OPF	5.7	0	0	6	0	174	12-jun-20
Total			103.7	7	16.1	16	780	298.2	

No.	Nombre de la obra	Mod.	Inversión	LT	Km-C	SE	MVA	MVAr	Terminación
1	SE Ascensión II Banco 2	OPP	2.4			1	100		20-ene-20
2	SE La Salada MVAr	OPP	0.6			1		7.5	20-ene-20
3	LT Monterrey Potencia - 73810 – Apodaca	OPP	0.4	1	1.2				31-ene-20
4	LT Tecnológico Mirador y LT Mirador	OPP	0.9	1	4.8				21-feb-20
5	LT Hermosillo Cinco - Hermosillo Tres	OPP	1.5	1	17.3				14-mar-20
6	SE Vito	OPP	0.3			1			18-abr-20
7	LT Punta Prieta I – Punta Prieta II	OPP	2.5	1	0.2				20-abr-20
8	SE Valle Tulancingo	OPP	0.4			1			23-abr-20
9	LT Unidad Aeroderivada – Coromuel	OPP	0.1	1	0.3				01-may-20
10	LT Champayan - Tres Mesas Maniobras	OPP	0.4	1	1.1				07-may-20
11	LT Piedras Negras Potencia -Rio Escondido	OPP	2.3	1	16.3				04-jun-20
12	LT CD Industrial (CID) - Anahuac (ANH)	OPP	0.3	1	1.2				14-jun-20
13	SE Coromuel	OPP	0.9			1			04-jul-20
14	LT Santa Cruz - Magdalena (sustitución de la torre no. 9)	OPP	0.4	1	3.6				15-jul-20
15	SE Punta Prieta I (Aeroderivadas)	OPP	1.3			1	100		31-jul-20
16	LT Valle de Juárez - 93180 – Terranova	OPP	0.6	1	1.4				04-ago-20
17	LT Valle de Juárez- Terranova	OPP	0.2	1	1.1				04-ago-20
18	SE Carranza	OPP	0			1	40		20-ago-20
19	LT Celaya II – 93480 – Toyota	OPP	0.3	1	0.5				30-sep-20
20	Rehabilitación de la LT San Nicolas - Girasoles	OPP	0.4	1	1.2				08-oct-20
21	Reubicación de la LT Leona - Valle Poniente	OPP	0.1	1	0.4				11-oct-20
22	SE León III Bco. 3	OPP	2.2			1	133		20-oct-20
23	SE Acuitlapilco Bco. 1 + MVAr	OPP	4			1	30	1.8	23-oct-20
24	SE Escarcega Bcos. 7 y 8 (400/230 Kv)	OPP	2.8			1	330		10-nov-20
25	LT Muelle -Nogalito y LT Vallarta I - Nogalito	OPP	0.2	1	2.6				27-nov-20
26	Sustitución torre 63 LT Victoria - Nochistongo	OPP	0.2	1	0.9				15-dic-20
27	LT Aurora - Pantitlan y Aurora - Nezahualcoyotl	OPP	0.5	1	2.6				15-dic-20
28	LT Texcatitlan- Ixtapan de la Sal	OPP	0.7	1	27.2				20-dic-20
29	SE Jorobas	OPP	0.3			1			23-dic-20
30	SE Akumal	OPP	1.6			1	30	1.8	23-dic-20
31	LT Mazatlán Dos - El Habal (93800)	OPP	0.2	1	1.7				31-dic-20
32	SE Mezquital MVAr	OPP	4.1			1		2.5	31-dic-20
Total			33.1	19	85.6	13	763	13.6	

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2021.

No.	Nombre	Modalidad	Inversión Contrato (MDD)	Inversión Total (MDD)	Capacidad (MW)	Entrada en operación
1	CC Norte III	PEE	562.4	562.4	906.7	20-mar-20
2	RM Tula Paquetes 1 y 2	OPF	323.1	324.3	550*	28-jul-20
3	CC Topolobampo III	PEE	374.9	374.9	765.8	Sep-20**
	Total		1,260.4	1,261.6	2,222.5	

* La capacidad corresponde a 275 MW por Paquete.

** El proyecto se encuentra concluido constructivamente desde el mes de septiembre de 2020, sin embargo, no se cuenta con fecha de la operación comercial.

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2021.

Proyectos en construcción

Así mismo, en 2020 se supervisó la construcción de 16 proyectos más de infraestructura eléctrica, de los cuales:

- 3 son proyectos de generación, correspondientes a dos centrales de ciclo combinado y una central de combustión interna, que representan una inversión del orden de 922.1 MDD, para la instalación de 1,265.0 Megawatts (MW) de capacidad de generación eléctrica. Para el caso de los 3 proyectos, éstos se financiaron mediante el esquema de Obra Pública Financiada (OPF). A la fecha de corte de este reporte, se prevé concluir la construcción de los mismos en el primer semestre de 2021.
- 13 son proyectos de transmisión y transformación, que representan una inversión del orden de 170.7 MDD, para la instalación de 13 líneas de transmisión, con una longitud conjunta de 198.9 kilómetros-circuito (km-c), y 11 Subestaciones Eléctricas, con metas por 1,400 MVAs de capacidad de transformación y 24.8 MVAr de capacidad de compensación de potencia reactiva. De estos proyectos:
 - 3 proyectos se financiaron mediante el esquema de Obra Pública Financiada (OPF), con una inversión de 164.7 MDD.
 - 10 proyectos se financiaron mediante el esquema de Obra Pública Presupuestaria (OPP), es decir con recursos propios de la CFE, con una inversión de 6 MDD.

Relación de proyectos:

No.	Proyecto	Mod.	SE	MVA	MVA _r	LT	Km-C	Monto Total (MDD)	Inicio de la construcción	Entrada en operación estimada	Avance Real %
1	SLT 1603 Subestación Lago	OPF	2	660	0	2	80.4	111.3	30-jun-17	16-feb-22	92.6
2	1116 Transformación del Noreste 4F	OPF	2	500	0	4	97.6	36	26-nov-19	29-jun-21	96.7
3	SLT 2120 Subestaciones y Líneas de Distribución 3F	OPF	2	120	18	2	7.9	17.4	07-mar-19	31-ago-21	60.9
Total			6	1,280	18	8	185.9	164.7			

No.	Obra	Mod.	SE	MVA	MVA _r	LT	Km-C	Monto Total (MDD)	Inicio de la construcción	Entrada en operación estimada	Avance Real %
1	Rehabilitación de la LT Faro - Plaza	OPP				1	1.8	1.2	18-ago-20	15-ene-21	99.4
2	Sustitución de cable conductor LT Río Bravo -Matamoros	OPP				1	10.7	0.1	2-oct-20	31-ene-21	70.6
3	Modificación de la LT Torreón - Diagonal	OPP				1	0.3	0.2	2-oct-20	4-feb-21	74.2
4	SE Tuzanía Bco. 2	OPP	1	60.0	3.6			0.4	6-ene-20	28-feb-21	96.2
5	Enlace entre la SE Aguamilpa SF6	OPP				1	0.2	0.2	27-jul-20	30-ene-21	53.4
6	SE Tlajomulco Bco. 2	OPP	1	60.0	3.2			2.2	3-ago-20	28-feb-21	53.9
7	SE Irolo	OPP	1					0.3	8-sep-20	4-feb-21	47.0
8	SE Guadalupe	OPP	1					0.9	7-dic-20	5-may-21	10.9
9	SE Tula	OPP	1					0.3	7-dic-20	5-may-21	17.9

No.	Obra	Mod.	SE	MVA	MVAr	LT	Km-C	Monto Total (MDD)	Inicio de la construcción	Entrada en operación estimada	Avance Real %
10	Sustitución de las estructuras LT Altamira - Energía de Pánuco / Tampico	OPP				1		0.2	28-nov-20	14-ene-21	0.2
Total			5	120.0	6.8	5	13.0	6.0			

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* jun-21	100.0
2	CC Valle de México II	OPF	615.2	425.3	438.0	08-jun-15	abr-21	99.57
3	CCI Guerrero Negro IV	OPF	7.5	20.6	24.9	07-nov-13	12-jun-21	91.76
Total			1,265.00	885.7	922.1			

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2020. *CAP: Certificado de Aceptación Provisional

Proyectos en concurso

Finalmente, durante 2020 se inició el concurso de 1 proyecto:

- 1 proyecto de transmisión y transformación, que representan una inversión del orden de 24.5 MDD, para la instalación de 1 línea de transmisión, con una longitud de 17.2 kilómetros-circuito (km-c), y 1 subestación eléctrica, con metas por 120 MVAs de capacidad de transformación y 18 MVAr de capacidad de compensación de potencia reactiva.

Relación de proyectos:

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	1720 Distribución Valle de México 2ª	120	18	17.2	1	1	30-may-19	25/02/2020 Diferido	19/03/2020 Diferido	9/09/2021 Diferido	24.56
Total		120	18	17.2	1	1					24.56

Fuente: Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura, Comisión Federal de Electricidad. Febrero 2021.

III. Acciones para el fortalecimiento de la CFE - Participación de la DCIPI en los nuevos proyectos de generación eléctrica de la CFE

La CFE a través de un programa de Fortalecimiento para el Sector Eléctrico para la CFE, durante el 2020 propuso el desarrollo de un grupo de centrales en estudio.

La DCIPI inicio los estudios de sitio de todos los proyectos, así como, los Casos de Negocio, Plan Financiero y Plan de Ejecución.

Sin embargo, atendiendo la instrucción del Ejecutivo Federal de no endeudamiento y optimización de recursos de inversión, el Consejo de Administración de la CFE autorizo la creación del Fideicomiso Maestro de Inversión para que a través de una estructura financiera de autofinanciamiento se puedan realizar nuevas centrales de la CFE considerando las utilidades

presentes y futuras de CF Energía S. A. de C.V. Bajo este esquema de financiamiento se autorizaron los siguientes proyectos para su incorporación al Sistema Eléctrico Nacional:¹²

Programa	No.	Proyecto	EPS	Capacidad Bruta (MW)			Entrada en operación	Ubicación
				Media Anual	Diseño de Verano	Mínima Extrema		
	1	CC Gonzalez Ortega	Gen III	697	618	800	2023	Mexicali, Baja California
	2	CC Riviera Maya (Valladolid)	Gen IV	1,060	998	1,149	2023	Mérida, Yucatán
	3	CC Mérida	Gen VI	532	504	571	2024	Mérida, Yucatán
	4	CC Baja California Sur	Gen III	167	154	202	2024	La Paz, Baja California Sur
	5	CC Tuxpán Fase I	Gen VI	1,108	1,051	1,204	2024	Tuxpán, Veracruz
	6	CC San Luis Río Colorado I	Gen III	696	638	808	2024	San Luis Río Colorado, Sonora

La DCIPI nuevamente inicio los estudios de sitio, en conjunto con la Dirección Corporativa de Planeación Energética y las Empresas Productivas Subsidiarias se realizaron los Estudios de Interconexión, los Casos de Negocio, Plan Financiero y Plan de Ejecución para su aprobación del Consejo de Administración de la CFE, así como la elaboración de los Pliegos de Requisitos de los Proyectos.

Además, la CPT durante el año 2020, realizó la ejecución de actividades previas, estudios de caracterización, Evaluaciones de Impacto Social (EVIS) y Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) de todos los proyectos de Generación antes enlistados.

IV. Venta de servicios, ingeniería, supervisión por la DCIPI

La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI) es la unidad de negocios dentro del Corporativo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) que presta servicios de ingeniería, consultoría y promueve proyectos de inversión en infraestructura para las empresas de CFE y clientes públicos, privados, nacionales o internacionales. En la DCIPI, la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT), la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos (CPT), la Coordinación de Proyectos Hidroeléctricos (CPH) y la Gerencia de Ingeniería Civil (GEIC), prestan servicios técnicos especializados a las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), clientes internos de la CFE y clientes externos (empresas privadas), principalmente en estudios para nuevos proyectos de infraestructura eléctrica, así como para la contratación, construcción y supervisión de proyectos de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas y Centrales de Generación.

En el 2020 la DCIPI registró ingresos por la venta de servicios por un monto de 2,719.23 millones de pesos; debido principalmente a la contingencia sanitaria COVID-19, se manifestó una disminución de los servicios con respecto a 2019.

DCIPI	Ventas 2019	Ventas 2020
CPTT	\$ 950.22	\$ 797.50
CPT	\$ 1,224.69	\$ 1,243.96
CPH	\$ 177.89	\$ 80.75
GEIC	\$ 1,009.13	\$ 597.02
Índice	3,361.93	\$ 2,719.23

Servicios, ingeniería, supervisión de la CPTT

La CPTT ofrece soluciones integrales para el desarrollo de centrales eléctricas y centros de carga y para la construcción y conexión / interconexión de la red de transmisión asociada a esos proyectos. Estos servicios abarcan actividades previas a la construcción, selección de sitios y

¹² A este grupo se agregó, la TG González Ortega.

trayectorias, topografía, , diseño de ingeniería básica y de detalle, suministro, construcción, puesta en servicio, así como supervisión y gerencia de las obras.

Además, para contribuir al desarrollo de proyectos estratégicos de la CFE, la CPTT suscribió un contrato con CFE Suministrador de Servicios Básicos para homologación y cambio de imagen de 449 Centros de Atención a Clientes de CFE Contigo en toda la república mexicana.

Cliente	Inversión contratada	Servicios contratados	Total (MDP)
EPS (Generación, Transmisión, Distribución)	\$ 825.46	\$ 141.54	\$967
CFE Suministro Básico	\$ 380.70	\$ 41.88	\$422.58
Clientes externos	\$ 671.80	\$ 249.17	\$ 920.97
Total (MDP)	\$1,877.96	\$432.59	\$2,310.55

Tabla 1. Ventas contratadas en el periodo 2020

La CPTT estableció una meta anual esperada de \$ 641.8 millones de pesos en ventas, con un resultado de \$ 797.5 millones de pesos, es decir, 124% de cumplimiento.

Variable	Servicios 2019	Servicios 2020
Ventas esperadas	\$ 728.5	\$ 641.81
Ventas alcanzadas	\$ 950.22	\$ 797.50
Índice	130%	124%

Tabla 3. Comparativa de la efectividad en las ventas de servicios 2019 y 2020

Servicios, ingeniería, supervisión de la CPT

La CPT ofrece, a las distintas EPS, servicios de supervisión de obras de infraestructura, supervisión de ingeniería, apoyo en los procesos de licitación y contratación, obtención de permisos, y gestión ambiental y servicios de Ingeniería (conceptual, básica y de detalle). En el 2020, la CPT prestó servicios a los diferentes proyectos de centrales de generación y gasoductos de la CFE por un monto total de \$1,243,969,539.43 pesos.

	2019	2020
Ventas alcanzadas CPT	\$ 1,224,698,641.79	\$ 1,243,969,539.43

*Existe facturación pendiente de pago a favor de la CPT, por un monto de 10,843,441.70 dólares antes de IVA, por concepto de supervisión de campo llevada a cabo a los Gasoductos hasta el 15 de diciembre de 2019.

Servicios, ingeniería, supervisión de la CPH

- En el 2020, inició el desarrollo del proyecto piloto para la posibilidad de instalar micro centrales hidroeléctricas en comunidades alejadas con altos niveles de marginación económica y energética. Se llevó a cabo el estudio de viabilidad de un equipamiento minihidroeléctrico en la comunidad de Salvador Díaz Mirón, municipio de Misantla, Ver.
- En Convenio con CONAGUA, se analizaron 29 sitios potenciales de equipamiento de presas de la CONAGUA, seleccionando los viables para las siguientes etapas de estudios.

Resultados 2020	Cifras		Variaciones
	(Datos observados)		(%)
	2019	2020	2020 a 2019
Ingresos por venta de servicios	\$177,896,304	\$80,754,809	-55%

Venta de servicios de ingeniería de la GEIC

Los servicios que prestó la GEIC durante 2020 abarcaron estudios para proyectos de nuevas centrales de generación, estudios para otras áreas del Corporativo de CFE, contratos con las Empresas Productivas Subsidiarias, contratos con clientes externos y, además, iniciaron trabajos encomendados por la Presidencia de la República para el rescate de los cuerpos de los mineros muertos por explosión en la Mina Pasta de Conchos, Coahuila en 2006.

A. Contratos con Empresas Productivas Subsidiarias

Durante 2020, la GEIC desarrolló trabajos para las EPS de CFE a través de 63 contratos intercompañías que representaron un importe de 213 millones de pesos.

Cliente	Principales trabajos desarrollados	Proyectos	Importes Ejecutados MDP
Generación I	Monitoreo de seguridad estructural para las centrales hidroeléctricas de La Venta, Zimapán y La Villita, así como para centrales termoeléctricas.	7	5.70
Generación II	Monitoreo de seguridad estructural para las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, destacando los trabajos para la CH La Yesca, los estudios ambientales para la CT Manzanillo I, y la estimación del peso volumétrico del carbón para la CT Plutarco Elías Calles.	9	10.39
Generación III	Monitoreo de seguridad estructural para centrales hidroeléctricas como la CH Infiernillo y la CH El Caracol, y termoeléctricas como la CCC Hermosillo.	5	14.99
Generación IV	Muestreo y caracterización del carbón para la CT José López Portillo y la CT Carbón II.	3	20.26
Generación VI	Monitoreo de seguridad estructural para centrales hidroeléctricas (Peñitas, Malpaso y Chicoasén) y termoeléctricas.	2	22.51
Subsidiarias de Distribución	Soporte para el Sistema Nacional para la Atención a Emergencias (SISNAE). Asistencia para la modernización de la red aérea de la zona poniente de Monterrey. Rehabilitación de Sistemas de Tierra Física en Subestaciones de las Divisiones Noroeste y Golfo Norte. Atlas geo-eléctrico para las Divisiones Occidente y Sureste.	15	50.63
Subsidiarias de Transmisión	Rehabilitación de cimentaciones de líneas de transmisión en: Manzanillo, Jalisco Poniente, Hermosillo, Sonora Sur, Monterrey Oriente, Yucatán, Cancún, Valladolid y Chetumal. Rehabilitación de sistemas de tierras en estructuras de transmisión de las Zonas Los Mochis y Culiacán, así como de Subestaciones de la GRTC.	21	84.22
Suministrador de Servicios Básicos	Servicio de información meteorológica para las operaciones de la EPS SSB.	1	4.09
Subtotal		63	212.79

Tabla 1. Principales trabajos contratados con EPS. Fuente: Informes financieros GEIC. Importes en millones de pesos.

B. Contratos con clientes externos

En relación con clientes externos la GEIC ejecutó 63 proyectos; 15 de ellos relacionados con requerimientos de entidades públicas de nivel federal, estatal y municipal, obteniendo ingresos por 186 millones de pesos (tabla 2).

Cliente	Objeto del Contrato	Importe Ejecutado MDP
Comisión Nacional del Agua	Determinación del área del embalse la presa El Zapotillo, Jal. para una altura de cortina 80 m	5.58
Gobierno de la Ciudad de México	Proyecto ejecutivo para la recuperación de la capacidad de conducción del Río de los Remedios.	7.50
Gobierno de la Ciudad de México	Proyecto ejecutivo de saneamiento integral del Río San Buenaventura, colonia la Cebada, Alcaldías Xochimilco y Tlalpan.	19.96
	Dictámenes geotécnicos de viviendas indicadas por el Comité de Reconstrucción de la CDMX; ejecutar estudios topográficos y geofísicos en el oriente de la CDMX y administrar la información de dictámenes geoestructurales.	1.10
Gobierno del Estado de Quintana Roo	Estudios para la recuperación de la Zona Federal Marítimo Terrestre de Cancún, Playa del Carmen y Cozumel, Q Roo.	12.35
	Modernización del sistema eléctrico de distribución en media y baja tensión; proyecto ejecutivo para sistema de generación fotovoltaico en Punta Allen, Riviera Maya, Quintana Roo.	0.78
Gobierno del Estado de Nuevo León	Estudio de compatibilidad electromagnética entre las líneas eléctricas de CFE y la Infraestructura de Metrorrey.	0.90
Municipio de Piedras Negras, Coahuila.	Estudios básicos e ingeniería hidráulica del arroyo El Soldado, Piedras Negras, Coahuila.	2.96
Municipio de Centro, Tabasco.	Proyecto integral de iluminación en el municipio de Centro, Tabasco.	103.12
ODAPAS Nezahualcoyotl, Edo. de México.	Análisis y muestreo de agua potable para los periodos primero y segundo semestre del 2020.	1.21
PEMEX Transformación Industrial	Estudios para la refinería de Dos Bocas en Paraíso, Tabasco.	19.40
Secretaría de Comunicaciones y Transportes	Tratamientos de inyección en tramo subterráneo de la línea 3 del tren ligero de Guadalajara.	4.78
	Evaluación del sistema de puesta a tierra y protección contra descargas atmosféricas para el Tren Eléctrico Guadalajara.	2.20
Secretaría de Energía	Atlas Eólico Mexicano medición de viento en 10 sitios.	4.14
Total sector público		186.00

Tabla 1 Composición de los ingresos por clientes externos del sector público. Fuente: Reportes financieros GEIC. Ingresos en millones de pesos.

En cuanto a clientes de la iniciativa privada, La GEIC llevó a cabo 46 proyectos para empresas de diferentes sectores, destacando el transporte y la minería, alcanzando ingresos de 199 millones de pesos.

Durante 2020, debido principalmente a la contingencia sanitaria, se manifestó una disminución de los servicios facturables con respecto a 2019 como se muestra en la Tabla 3 Comparación de los ingresos de la GEIC 2019-2020. Fuente: Reportes financieros GEIC..

Segmento	Ingresos		Variación
	2019	2020	
EPS	307.54	212.79	-31%
Sector Público	637.95	186.15	-71%
Sector Privado	63.64	199.02	213%
Total	1,009.13	597.96	-41%

Tabla 3 Comparación de los ingresos de la GEIC 2019-2020. Fuente: Reportes financieros GEIC. Importes en millones

V. Proyectos relevantes de la DCIPI

274 SE 1620 Distribución Valle de México (1ª Fase)

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 98 millones de dólares y se localiza en las Alcaldías 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; incluye la construcción de siete líneas de transmisión y diez subestaciones con tensiones de 230 kV, 85 kV y 23 kV, 16.1 Km-C, 780 MVA, 124.2 MVar y 123 Alimentadores. El propósito de este proyecto es garantizar el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo la demanda de energía eléctrica en la zona Metropolitana del Valle de México y coadyuvando al fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Su fecha de conclusión fue el 20 de febrero de 2020.



Fotografía: SE Culhuacan Bcos. 1 y 2 SF6 + MVar

348 SE 2101 Compensación Capacitiva Baja – Occidental

Este proyecto se construyó bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 5.7 millones de dólares y se localiza en los municipios de León del estado de Guanajuato y Mexicali del estado de Baja California; incluye la construcción de bancos de capacitores con una capacidad total de 174 MVar, para seis subestaciones con tensiones de 161 kV y 115 kV. El propósito de este proyecto es garantizar el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo la demanda de energía eléctrica en las zonas León, Gto. y Mexicali, BC. y coadyuvando al fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Su fecha de conclusión fue el 12 de junio de 2020.



Fotografía: SE Mexicali Oriente MVAR

Central de Ciclo Combinado Norte III

Es una central de generación de alta eficiencia, con una capacidad neta de 907 MW, se localiza el municipio de Juárez, 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. Se estima que la demanda de energía en el Norte del país crecerá para 2028, en un promedio anual de 3.6%. Con esta central se cubrirá parte de la demanda de energía de la región.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con una inversión de 562 millones de dólares y la fecha de operación fue el 20 marzo de 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Norte III

Central de Ciclo Combinado Topolobampo III

La central de generación con capacidad neta de 766 MW, se localiza en el municipio de Ahome, Sonora, y consiste en un módulo de ciclo combinado, configuración DE 2 Turbinas de gas, 2 Generadores de Vapor por Recuperación de Calor (GVRC), 1 Turbina de Vapor y 1 Aerocondensador. Se estima que la demanda máxima del Noroeste crecerá anualmente 5.0% en promedio durante 2012-2027. Con el uso de gas natural, ayuda a desplazar el uso de combustibles fósiles de las centrales en la región, con una central de mayor eficiencia y menores costos.

El proyecto se construyó bajo la modalidad de Productor Externo de Energía (PEE) con inversión de 375 MDD. La central se encuentra constructivamente concluida desde septiembre de 2020.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Topolobampo III

188 SE 1116 Transformación del Noreste (4ª Fase)

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con inversión de 31 MDD y se localiza en los municipios de Cadereyta de Jiménez y Tecnológico, Estado de Nuevo León; incluye la construcción de cuatro líneas de transmisión y dos subestaciones con tensiones de 400 kV y 115 kV, 97.6 Km-C, 500 MVA y 11 Alimentadores. El propósito de este proyecto es garantizar el suministro de energía eléctrica tanto en estado normal como bajo contingencias, con la calidad, confiabilidad y seguridad requeridas, atendiendo la demanda de energía eléctrica en las zonas de Reynosa, Tam., Valles, SLP. y Monterrey, NL. y coadyuvando al fortalecimiento del Sistema Eléctrico Nacional. Su fecha de operación estimada es el 29 de junio de 2021.



Fotografía: LT Regiomontano – Cadereyta

Central de Ciclo Combinado Valle de México II

Este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 425 millones de dólares, tendrá una capacidad neta de 615 MW y se localiza en el municipio de Acolman, Estado de México. Consiste en un módulo de Ciclo Combinado formado por 2 turbogeneradores de gas, 2 generadores de vapor y un turbogenerador de vapor. Este proyecto contribuye a la demanda de crecimiento de energía en el Centro del país, con un crecimiento promedio del 4% anual; con el objetivo de mantener la reserva regional en niveles adecuados.

Su fecha estimada de terminación es abril de 2021.



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Valle de México II

VI. Participación de la DCIPI en proyectos Presidenciales

Rescate de mineros en Pasta de Conchos

Derivado de la encomienda que la Presidencia de la República asignó a la CFE para rescatar los restos de los mineros siniestrados en 2006 en la mina Pasta de Conchos, se encargó a la GEIC realizar los estudios de caracterización del subsuelo para generar la Ingeniería Básica y de Detalle para las obras de acceso y aproximación, por lo que de inmediato se inició con la planeación de los trabajos y algunas actividades previas durante el 2020.

Este proyecto por su complejidad técnica y magnitud se considera prioritario para la DCIPI durante los años en los que se ejecutará.

Actualmente, el proyecto se encuentra en la etapa de exploración. A partir de octubre del 2020 se iniciaron las actividades de barrenación, topografía, geología, geotecnia, ambiental y diseño de ingeniería conceptual para el desarrollo de las actividades de ingreso hacia el interior del subsuelo. A partir de ello, se ha avanzado en definir un modelo geológico-geotécnico que ha permitido conocer las propiedades de la masa de roca que se excavará junto con los posibles riesgos que podrán enfrentarse en esta encomienda. Ya ha sido posible definir un sistema topográfico local, así como una configuración a detalle de las posibles opciones de ingreso, mediante las cuales, por medio del desarrollo de las actividades y estudios ejecutados en campo por cada una de las disciplinas de CFE, podrá ser factible definir tanto la opción de ingreso como la ingeniería básica y de detalle para las obras necesarias, las cuales, son la rampa de acceso, galerías de aproximación y túneles de rescate.

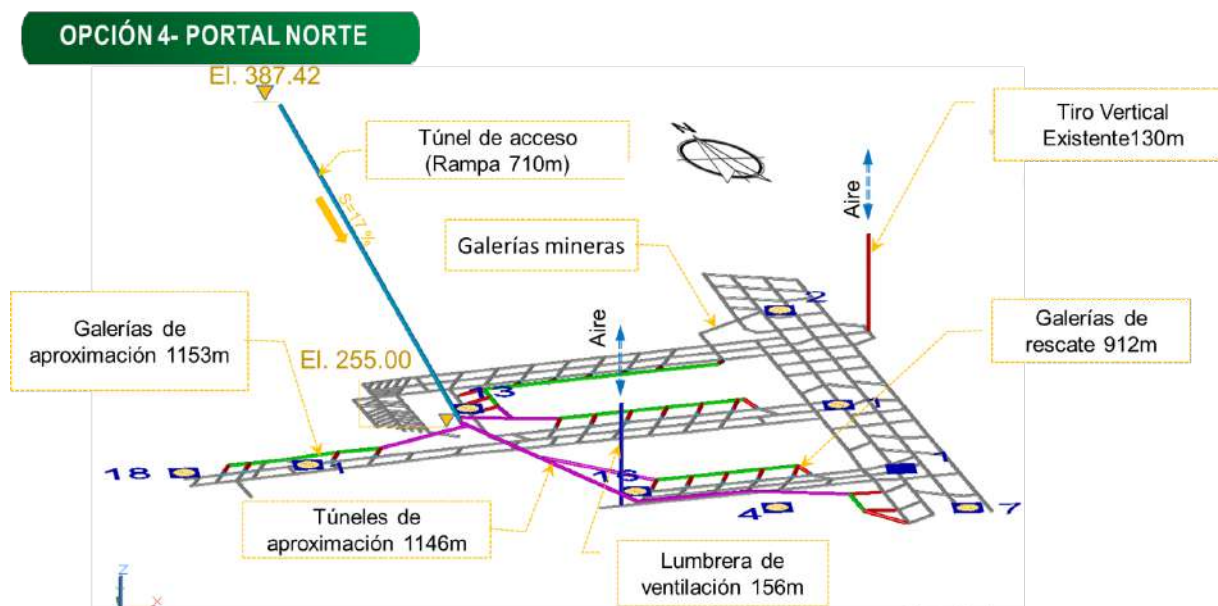


Ilustración 2 Esquema de obras de rescate de cuerpos de la Mina Pasta de Conchos (opción 4). Fuente: Informes GEIC.

Tren Maya

Como parte del aprovechamiento de las capacidades de la GEIC se tiene participación en el proyecto del Tren Maya elaborando los estudios para el proyecto ejecutivo del tramo IV mediante un contrato con la empresa ICA en el que se comprometieron trabajos por 262.6 millones de pesos, de los cuales 138 millones correspondieron a 2020.

El objetivo es obtener los parámetros de las condiciones del sitio para optimizar las soluciones del diseño de las obras, recomendaciones para mitigar los factores de riesgo sísmico, hidrológico, geológico y geotécnico, e información para la gestión inmobiliaria, ambiental, social y arqueológica del proyecto del tren en el tramo IV que va de Izamal a Cancún.

Durante 2020, se realizaron trabajos con 52 brigadas de 5 disciplinas de la ingeniería para las actividades de caracterización del sitio, determinación de parámetros de diseño, establecimiento del marco de referencia topográfico, y para la identificación y caracterización las zonas con presencia de karsticidad (cavernas) para definir los proyectos especiales de cimentación.



Ilustración 1 Sondeo de exploración geotécnica de la brigada de perforación

VII. Proyectos de infraestructura con problemática y acciones para retomar avances.

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%), rescindido en abril de 2018 por incumplimiento del Contratista. A partir de ahí se ha dado un litigio entre CFE e Isolux, donde busca finalizar el finiquito del contrato.

La CFE, a través de la Oficina del Abogado General, atiende el proceso jurídico relativo al juicio contencioso administrativo federal, respecto al finiquito del contrato de este proyecto.

Tras la suspensión del proceso, a raíz del receso de los Tribunales por la pandemia de COVID-19, el 10 de agosto del 2020 el Tribunal reactivó el proceso contencioso.

Ciclo Combinado Centro



Fotografía: Panorámica del Proyecto CC Centro

Proyecto adjudicado 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., con capacidad instalada de 642 MW.

Desde el 2016, se establecieron diversos plantones en el margen del río Cuautla bloqueando los trabajos del acueducto, impidiendo la construcción de los últimos 140 metros de este.

El 23 de noviembre de 2020 se retiró el plantón opositor y se reinició la construcción del acueducto, concluyéndose los trabajos el 02 de diciembre del 2020. Por lo cual están en proceso las pruebas con carga de la Central, la fecha estimada de entrada en operación de la Central en junio de 2021

Acciones de la CFE

Se han atendido 693 deficiencias menores de un total de 839, quedando pendientes de atender 146, por parte del Contratista.

Se continúa con las Pruebas de Puesta en Servicio de la Central

CCI Guerrero Negro IV



Fotografía: Panorámica CCI Guerrero Negro IV

Proyecto adjudicado al Consorcio Aldesa Energías Renovables, S.L.U., Aldener ADM S.A. de C.V., Construcciones Aldesem, S.A. de C.V., Ingeniería y Servicios ADM, S.A. de C.V., este proyecto se construye bajo la modalidad de Obra Pública Financiada (OPF) con una inversión de 20.6 millones de dólares, una capacidad neta de 7.52 MW, se localiza en el municipio de Mulegé, Estado de Baja California Sur, con este proyecto se busca asegurar el suministro de energía eléctrica en Baja California Sur, específicamente en el sistema aislado de Guerrero Negro, Municipio de Mulegé.

El proyecto se encuentra en el esquema de Cumplimiento Forzoso, siendo la causa principal del retraso del proyecto, la falta de asignación de recursos humanos y financieros por parte del Contratista.

La CFE ha implementado reuniones semanales y mensuales con la finalidad de dar un mayor

seguimiento a la ingeniería y el desarrollo de la construcción. Es importante señalar que se ha privilegiado la continuidad del proyecto, sin embargo, de reiterarse el incumplimiento del Contratista la Comisión procederá con la Recisión del Contrato.

Su fecha estimada de terminación es junio de 2021.

Central Hidroeléctrica Chicoasén II



Fotografía: Avance de obra civil en el sitio del PH Chicoasén II, excavación en canal de desvío y atagüía aguas arriba.

El proyecto fue adjudicado al consorcio “Omega Construcciones, Sinohydro Costa Rica, Desarrollos y Construcciones Urbanas (DYCUSA) y CAABSA Infraestructura en el esquema de un Contrato de Obra Pública Financiada (OPF). El proyecto tendrá una capacidad instalada de 240 MW y una generación anual de 591 GWh.

Ante diversos problemas sociales, desde 2015 a 2017 se dieron suspensiones parciales y temporales del proyecto, por lo que el consorcio presentó una solicitud de arbitraje internacional reclamando a la CFE la rescisión del contrato, o bien, la terminación anticipada del mismo, alegando incumplimiento de CFE y el pago de diversas prestaciones. El consorcio se retiró unilateralmente en junio de 2017.

En marzo de 2018 CFE notificó a la contratista la rescisión del contrato, por lo que la contratista promovió demanda de amparo, mismo que fue sobreseído en junio de 2020 por el Tribunal Judicial de la Federación.

La CFE a través de la Oficina del Abogado General atiende el proceso jurídico relativo al Arbitraje Internacional iniciado por el Contratista.

Dados los procesos jurídicos en los que se encuentra el proyecto, la reevaluación de éste ha sido suspendida hasta conocer las resoluciones de dichos procesos jurídicos. En el primer trimestre del año 2021 se evaluará la posible continuidad de dicho proyecto, una vez que se resuelvan los juicios legales pendientes.

SUMINISTRO BÁSICO

CFE Suministrador de Servicios Básicos (EPS)

Misión y visión

En diciembre de 2013 se reformaron y adicionaron diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de energía. A partir de los cambios introducidos al artículo 28 constitucional, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el servicio público de transmisión y distribución de electricidad son definidos como áreas exclusivas del Estado.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) pasa de ser un organismo descentralizado a una Empresa Productiva del Estado. De acuerdo con la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE), tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales; siendo este objeto el prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado mexicano

La nueva Ley de la Industria Eléctrica establece un régimen de libre competencia para la generación y comercialización de energía eléctrica. En particular, la misma define dos segmentos: por un lado, los usuarios de Suministro Básico y los Usuarios Calificados, definidos como aquéllos que podrán adquirir el suministro eléctrico como participante del mercado o mediante un suministrador de servicios calificados

Derivado a lo anterior y Conforme al artículo 2 y 4 de la Ley de la Industria Eléctrica, la industria eléctrica comprende la actividad de comercialización de la energía eléctrica, asimismo el Suministro Eléctrico es un servicio de interés público y una actividad prioritaria para el desarrollo nacional, que se presta bajo un régimen de libre competencia, en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

“El 29 de marzo del 2016 se publica en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo por el que se crea CFE Suministrador de Servicios Básicos, **con el objeto proveer el Suministro Básico a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en favor de cualquier persona que lo solicite en términos de lo dispuesto por dicha Ley. Deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario**”.

Por lo cual, CFE Suministrador de Servicios Básicos tiene la Misión de: “Proveer y comercializar el suministro eléctrico público de energía eléctrica, enfocados en la mejora de la experiencia de nuestros clientes, con criterios de rentabilidad, responsabilidad social e impulsar el desarrollo nacional” asimismo trazó su Visión de “Ser una empresa competitiva en la comercialización de energía eléctrica, con una cartera diversificada de productos, con calidad en el servicio reconocida por nuestros clientes y aplicación de criterios de desarrollo sustentable”, esto alineada al contexto de la organización de la Comisión Federal de Electricidad.

El suministro ante la Pandemia

Acciones para mitigar efectos contra los usuarios

La pandemia confinó en sus domicilios a millones de personas, cambiando los patrones de consumo de productos y servicios básicos. En el caso de la electricidad, la CFE anticipó efectos que esta situación podría traer, destacando:

- El incremento de los importes a pagar en recibos de luz.
- El paso de más clientes al nivel de Domésticos de Alto Consumo, y por lo tanto el encarecimiento automático de su consumo de electricidad, por llegar al rango que pierde totalmente el subsidio.
- El incremento de las suspensiones de pagos de clientes, por la interacción de los dos primeros factores.

Para contener los efectos de esta situación, se propuso a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público que hiciera uso de sus facultades para emitir una norma extraordinaria. Como resultado de sus propios análisis, y atenta a la información y perspectivas de la CFE, la SHCP emitió un acuerdo específico que permitió evitar que los clientes domésticos pasaran a la tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC), a pesar de que rebasaran los límites preestablecidos de dicho nivel, mientras estuviera vigente la situación de emergencia por el COVID-19.

Se realizaron las acciones necesarias para combinar la contención de efectos de la pandemia, a favor de los clientes, y al mismo tiempo evitar deterioros graves de los procesos comerciales del Suministrador Básico, que es la principal fuente de ingresos de todo el grupo CFE, y por lo tanto una pieza vital, el eslabón en el sostenimiento del servicio eléctrico a casas, hogares y empresas.

Debido a las restricciones de movilidad, tanto de los clientes como del personal de la CFE, se estuvo ante un riesgo consistente en la impagabilidad por falta de medios materiales. Para mitigar este riesgo, se estableció una estrategia con instituciones bancarias y mercantiles para que los clientes pudieran aplicar al pago de luz el esquema de 3 y 6 meses sin intereses. De manera análoga, para clientes con adeudos entre 20 mil y 50 mil pesos, se les ofrecieron convenios para que restructuraran su deuda a 80 días, a través de pagos parciales en sus recibos.

Si bien durante la pandemia el índice de cobranza bajo de 98 a 96% comparando diciembre 2019 contra el mismo mes 2020, el cuidado en preservar los procesos evitó un mayor deterioro en la cobranza.

La protección a los usuarios de electricidad, visto desde el solo aspecto de la recuperación de cobros, implicó una reducción en los ingresos de la CFE. La tarifa DAC aporta anualmente flujos en promedio de 10 mil millones de pesos. Con las medidas excepcionales ante la pandemia, la recuperación de cobros en la tarifa DAC disminuyó un 26% en comparación con el 2019. En contraparte, hasta 4.1 millones de clientes no se reclasificaron a la tarifa DAC, lo que evitó que sus recibos aumentaran hasta el cuádruple de lo que venían pagando.

Ventas de electricidad

Principales Indicadores

Las ventas de energía en 2020 fueron 5.6% inferiores a las de 2019, como resultado neto de las modificaciones al consumo provocadas por la pandemia del virus SAR-Cov2. Los efectos combinados de la reducción de consumo y las mínimas variaciones tarifarias, adecuadas para mitigar el efecto de los cambios de hábitos, dieron como resultado un descenso de los ingresos por ventas de electricidad (llamados “productos”) de 4.6%

Indicador / Programa / Resultado	Cifras (datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2018 a 2019	2019 a 2020
1. Ventas (GWh)	218,083	218,930	206,564	0.39	-5.6
2. Productos (mdp \$)	390,039	414,448	373,232	6.26	-4.6

Fuente: SIEC diciembre 2020.

2017													
Sector	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	Año
Ventas (MWh)	15,880	15,619	16,722	17,029	18,566	19,547	19,705	19,666	20,799	18,337	18,244	15,196	215,310
Productos (Miles \$)	26,376	26,741	30,002	30,442	30,298	31,361	31,555	31,626	32,638	29,248	29,693	28,547	358,532
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
2020													
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 2019 con 2020 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 – 2020 por sector tarifario (GWh)

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en GWh)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2018 a 2019	2019 a 2020
	1. Doméstico Bajo Consumo	58,962	62,181	67,012	5.46
2. Doméstico Alto Consumo	2,506	2,490	1,965	-0.64	-21.1
3. Comercial	15,630	15,233	13,745	-2.54	-9.8
4. Servicios	4,181	4,160	3,961	-0.5	-4.8
5. Agrícola	10,997	12,455	14,009	13.26	12.5
6. Industrial	125,806	122,411	105,872	-2.7	-13.5
Total	218,083	218,930	206,564	0.39	-5.6

Fuente: SIEC diciembre 2020.

Productos (mdp \$)

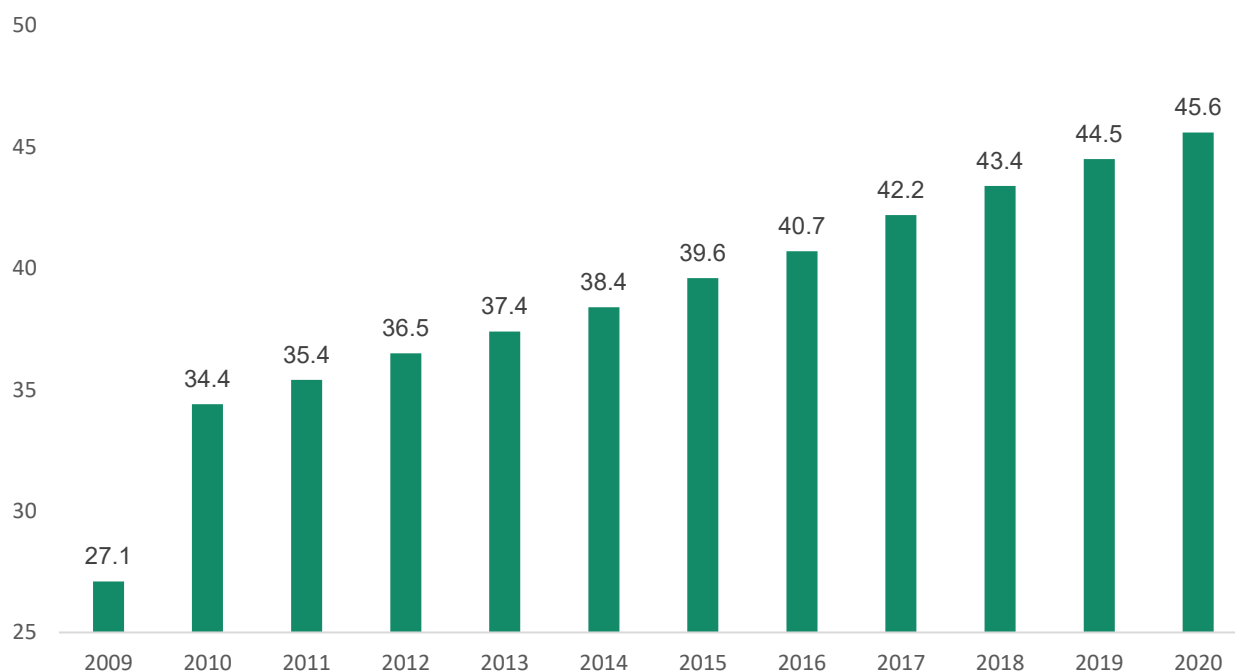
Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en mdp)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2018 a 2019	2019 a 2020
	Doméstico Bajo Consumo	63,079	68,928	78,956	9.27
Doméstico Alto Consumo	11,638	12,066	8,869	3.68	-26.5
Comercial	51,515	54,313	48,045	5.43	-11.5
Servicios	14,803	15,599	14,328	5.38	-8.1
Agrícola	6,442	7,284	8,523	13.07	17
Industrial	242,562	256,259	214,511	5.65	-16.3
Total	390,039	414,448	373,232	6.26	-9.9

Fuente: SIEC diciembre 2020

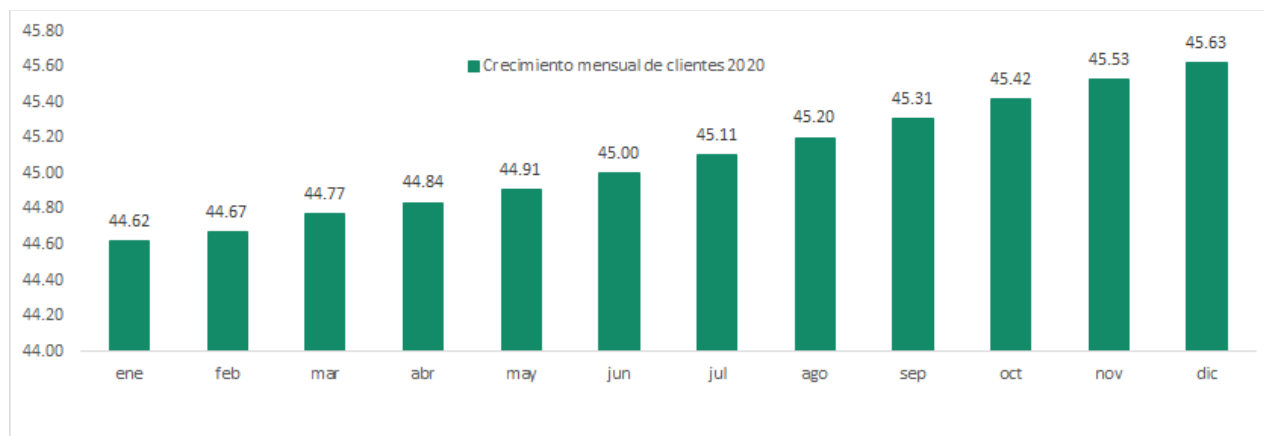
Crecimiento de Usuarios y migración al servicio Calificado

Sector Tarifario	Cifras (Datos observados en número de clientes)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2018 a 2019	2019 a 2020
1. Doméstico Bajo Consumo	38,014,911	39,079,094	40,332,025	2.8	3.2
2. Doméstico Alto Consumo	463,075	470,280	278,312	1.56	-40.8
3. Comercial	4,190,550	4,253,338	4,294,233	1.5	1.0
4. Servicios	175,870	174,933	176,300	-0.53	0.8
5. Agrícola	128,603	132,238	133,605	2.83	1.0
6. Industrial	392,744	405,479	411,657	3.24	1.52
Total	43,365,753	44,515,362	45,626,211	2.65	2.5

Crecimiento de los clientes de energía eléctrica (2010 – 2020)
(millones de clientes)



Crecimiento de los clientes de energía eléctrica 2020
(millones de clientes)



En 2020, migraron 297 clientes totales, con *Ventas proyectadas no facturadas*^a (VPNF) del orden de los 4.79 TWH, el 79% de las migraciones corresponde a 236 Grandes Clientes (GC): Clientes Estratégicos^b y No Estratégicos^c y 63% de los 236 GC que han migrado, se concentran en las Divisiones Golfo Norte (85), Norte (27) y Bajío (37). Representan 2.75 TWH. Es decir, el 57% del total de VPNF.

Segmento	Usuarios		Ventas (MWh)		Productos (mdp)	
	2019	2020	2019	2020	2019	2020
Calificados Obligados	14	61	369,607	766,820	607	1,615
Calificados no Obligados	67	160	1,981,536	3,852,009	3,497	6,839
Pre-Calificados	25	46	75,844	149,170	153	310.08
No Estratégicos		30	-	23,771	-	54.21
Total	106	297	2,426,986	4,791,770	4,257	8,817.97

^a Las Ventas proyectadas no facturadas son consideradas en base a los registros anuales por servicio del año inmediato anterior.

^b Los Clientes Estratégicos se identifican como todos aquellos servicios con demandas contratadas mayores a 500 kW.

^c Los Clientes No Estratégicos son considerados todos aquellos servicios con demandas contratadas menores a 500 kW.

Generación distribuida

La Generación Distribuida es la generación de energía eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga la cual está sujeta al régimen previsto en los artículos 68, 69 y 70 de la LIE. Asimismo, la Generación Distribuida se refiere a Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW que no requieren permiso para generar energía eléctrica.

Si el cliente desea instalar en su hogar una fuente de energía, puede realizar un contrato de interconexión con la CFE. Con este tipo de sistemas el cliente contribuye en la utilización de tecnologías limpias para la generación de energía eléctrica.

Al cierre del 2020 se interconectaron 63,402 servicios en la modalidad de Generación Distribuida, lo que representa un incremento del 14.56% comparado con 2019 (55,346), siendo la División Jalisco la que tiene el mayor número de servicios interconectados (12,867) y la División Norte con el mayor crecimiento de servicios interconectados (48%), comparando 2019 y 2020.

División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2018	2019	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
Baja California	2,174	2,425	2,277	11.55%	-6.10%
Bajío	4,270	6,044	6,793	41.55%	12.39%
Centro Occidente	2,801	4,476	5,986	59.80%	33.74%
Centro Oriente	1,115	1,543	1,486	38.39%	-3.69%
Centro Sur	1,267	1,692	1,882	33.54%	11.23%
Golfo Centro	919	1,571	2,089	70.95%	32.97%
Golfo Norte	5,544	7,248	8,588	30.74%	18.49%
Jalisco	6,853	11,657	12,867	70.10%	10.38%
Noroeste	1,708	2,216	3,018	29.74%	36.19%
Norte	3,330	5,122	7,588	53.81%	48.15%
Oriente	746	1,289	1,519	72.79%	17.84%
Peninsular	2,501	4,157	4,247	66.21%	2.17%

División Comercial	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2018	2019	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
Sureste	655	911	896	39.08%	-1.65%
Valle de México Centro	1,441	1,557	1,173	8.05%	-24.66%
Valle de México Norte	1,012	1,035	984	2.27%	-4.93%
Valle de México Sur	2,284	2,403	2,009	5.21%	-16.40%
Nacional	38,620	55,346	63,402	43.31%	14.56%

Resultados del desempeño operativo

Tablero de principales indicadores. Comparativo 2019 – 2020 resultados y cumplimiento de metas 2020, con explicación de variaciones.

Indicadores Estratégicos	Cifras						Variaciones		
	Datos Observados						(%)		
	2018		2019		2020		De 2018 a 2019	De 2019 a 2020	2020 respecto a la meta
	Meta	Real	Meta	Real	Meta	Real			
EBITDA (%)	-3	3.25	2.2	9.1	4.46	11.27	180.00	23.85	152.69
Ingresos por venta de energía (mmdp)	366	336.9	395	407	405	366	20.81	-10.07	-9.63
Costo Operativo de Suministro Básico (\$/kWh)	0.10	0.10	0.09	0.07	0.09	0.10	-30.00	42.86	11.11
Costo Unitario de Suministro Básico (\$/cliente)	485.3	466.5	457.99	345.37	440.85	438.97	-25.97	27.10	-0.43
Satisfacción del Cliente (%)	91.88	92.11	92.27	92.59	92.83	92.79	0.52	0.22	-0.04
Inconformidades por cada Mil Usuarios (No.)	4.99	5.53	4.99	4.88	4.81	4.39	-11.75	-10.04	-8.73
Compromisos de Servicio (%)	90.00	91.82	93.00	94.28	95.00	93.96	2.68	-0.34	-1.09
Índice de Cobrabilidad (%)	98.00	98.84	98.5	98.44	98.79	96.55	-0.40	-1.92	-2.27
Cartera Vencida (mdp)	39,306	47,582	45,257	55,587	54,472	64,501	16.82	16.04	18.41
Rotación de Cartera Vencida (días)	39.99	43.92	42.26	48.3	46.92	62.21	9.93	28.85	32.59

Cartera Vencida

El indicador con más desviación en 2020 respecto al 2019 es Cartera Vencida. Con relación a los parámetros operativos, el indicador de Cartera Vencida asciende a 64,501 millones de pesos (mdp), un incremento del 8,914 mdp con respecto al cierre de 2019. 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.

Causas	Acciones
Problemática social, en los estados de Tabasco, Estado de México, Chiapas y Ciudad de México, por resistencia al pago en áreas con conflicto social.	<ul style="list-style-type: none"> Adeudos documentados como apoyo al programa de recuperación de energía. Convenios tripartita para los productores agrícolas. Estrategias de recuperación y contención de la Cartera Vencida.
Problemática social de riego Agrícola en los estados de Guanajuato, Zacatecas y San Luis Potosí	
Incremento de adeudos en las Valles de México por no pago de municipios del Estado de México y de sectores doméstico y comercial.	
Adeudos vencidos de la Comisión de Agua Potable y Alcantarillado de Acapulco y el Sistema de Agua potable y Alcantarillado de Cuernavaca	
Adeudos a cargo de los Gobiernos Estatales y Municipales; así como Dependencias Gubernamentales.	

Canales de atención a clientes

Para seguir atendiendo al creciente número de clientes, se mejoró la eficiencia operativa de los canales de atención y el aprovechamiento de redes sociales. Al cierre de 2020 existían 1,268 oficinas, que incluían Centros de Atención, Módulos, Islas, Centros Virtuales, Centros Móviles y Centros de Atención telefónica a la línea 071. Esa cifra fue 1.40% menor que la registrada en 2019.



Canales de atención	Cifras (Datos observados)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
Centros de atención	1,121	1,111	1,073	-0.89	-3.42
Módulos/Islas	87	81	96	-6.9	18.52
Centros virtuales	72	72	77	0	6.94
Móviles	3	8	8	166.67	0.00
Centros de Atención Regional	14	14	14	0	0.00
Total de Oficinas	1,297	1,286	1,268	-0.85	-1.40

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 2019 había 2,761 y en 2020 se cuenta con 2,719, debido a la diversificación para el pago de energía eléctrica.

Tipo de CFEMáticos	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2018	2019	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
CFEMáticos Lobby	2,497	2,522	2,491	1	-1.43
CFEMáticos Auto	251	239	228	-4.78	-4.60
Total CFEMáticos	2,748	2,761	2,719	0.47	-1.52

Fuente: Monitoreo de CFEMáticos. Diciembre 2020.

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	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
Administración de filas (CFETurnos)	769	750	757	-2.47	0.93
Kioscos de información (Matrix)	774	755	545	-2.45	-27.81
Total Sistemas Atención	1,543	1,505	1,302	-2.46	-13.49

Los medios tecnológicos han disminuido en el 2020, pasando de 224 ventanillas electrónicas en el 2019 a contar con 170 en 2020. Así también las ventanillas personalizadas presentaron un incremento, pasando de 2,073 en 2019 a 2,215 en 2020.

Tipo de ventanillas	Cifras			Variaciones	
	(Datos observados)			(%)	
	2018	2019	2020	De 2018 a 2019	De 2019 a 2020
Ventanillas electrónicas	225	224	170	-0.44	-24.11
Ventanillas personalizadas	2,075	2,073	2,215	-0.1	6.85
Total ventanillas	2,300	2,297	2,385	-0.13	3.83

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 2020 registraron **172,200 seguidores y 1,806,780 interacciones**. Asimismo, en el 2019 se abrió el canal de atención “contáctanos”, correo electrónico que, desde el portal www.cfe.mx, al cierre del 2020 recibió 74,046 mensajes.

Twitter	Cifras		
	(Datos observados)		
	2018	2019	2020
@CFEcontigo	51,511	99,848	172,200

Fuente: Twitter. Diciembre 2020.

Modificaciones tarifarias

A partir del 1 de diciembre de 2017, a consecuencia de la Ley de la Industria Eléctrica, existe en nuestro país una nueva estructura tarifaria, que de manera general considera lo siguiente:

- Anteriormente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) determinaba la fórmula para calcular las tarifas eléctricas que aplicaba la Comisión Federal de Electricidad.

- Actualmente, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es quien establece la metodología del cálculo de las tarifas finales para los usuarios de suministro básico.
- Esta nueva estructura tarifaria aplica para todos los suministradores de servicios básicos que decidan comercializar energía en el país. Actualmente CFE Suministrador de Servicios Básicos es el único.
- Este esquema tarifario no aplica para los usuarios calificados obligados, cuyos precios no estarán regulados y se definirán en función de la oferta y la demanda en un mercado competido.
- El esquema busca cubrir los costos totales de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definidos por la CRE, para facturar a los clientes finales, que son: costo de la energía; más los costos de los servicios de transmisión, distribución, de operación del CENACE y del Suministrador Básico.
- Actualmente existen 12 categorías tarifarias.
- La CRE definió 17 regiones para cada una de las tarifas que reflejan los costos regionales diferenciados de la energía.
- Por otro lado, 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 para usuarios suministro básico distinto al que determine la CRE; específicamente emitió los acuerdos con los que determinó las tarifas para usuarios domésticos y agrícolas con estímulo y acuícolas.
- 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 Tarifario	Precio Medio (pesos/kilowatt-hora)				Variaciones (%)		
	2017	2018	2019	2020	2017 a 2018	2018 a 2019	2019 a 2020
1. Doméstico Bajo Consumo	1.06	1.07	1.11	1.18	0.94	3.74	6.3
2. Doméstico Alto Consumo	4.23	4.64	4.85	4.51	9.69	4.53	-6.8
3. Comercial	3.45	3.31	3.57	3.50	-4.35	8.18	-2.0
4. Servicios	2.82	3.54	3.75	3.61	25.53	5.93	-3.5
5. Agrícola	0.61	0.59	0.58	0.61	-3.28	-1.69	4.0
6. Industrial	1.70	1.93	2.09	2.02	13.53	8.29	-3.35
Total	1.66	1.79	1.89	1.81	7.83	5.59	-4.6

Las siguientes tablas muestran el comportamiento del precio medio mensual 2020, 2019 y la variación entre estos 2 años, por sector.

Sector	2020												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Doméstico Alto Consumo	4.59	4.49	4.47	4.38	4.34	4.35	4.53	4.52	4.53	4.65	4.79	4.68	4.51
Comercial	3.51	3.57	3.56	3.59	3.59	3.55	3.52	3.46	3.43	3.37	3.39	3.42	3.50
Servicios	3.64	3.65	3.69	3.71	3.69	3.67	3.62	3.58	3.56	3.52	3.52	3.55	3.62
Industria	2.06	2.09	2.12	2.08	2.10	2.06	2.07	1.92	3.78	1.93	1.97	1.98	2.03
Doméstico Bajo Consumo	1.28	1.26	1.28	1.22	1.20	1.06	1.09	1.14	1.12	1.10	1.22	1.34	1.18
Agrícola	0.63	0.64	0.61	0.60	0.60	0.59	0.59	0.59	0.60	0.62	0.63	0.65	0.61
Total	1.96	1.97	1.96	1.88	1.80	1.71	1.74	1.69	1.71	1.71	1.79	1.86	1.81

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	2.04	2.06	2.12	2.08	2.11	2.12	2.13	2.13	2.10	2.09	2.06	2.06	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	Variación 2019 vs 2020 (%)												Año
	E	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	
Doméstico Alto Consumo	-8.0	-14.8	-13.6	-10.8	-9.1	-10.5	-6.0	-4.7	-4.3	1.7	2.8	-0.5	-6.8
Comercial	-1.2	-0.3	-0.3	-0.3	0.5	-1.4	-2.8	-4.0	-3.9	-4.5	-2.4	-2.5	-2.0
Servicios	-1.1	-3.5	-1.1	-0.7	-3.3	-2.3	-6.0	-8.3	-5.7	-6.2	-2.8	-1.2	-3.5
Industria	0.9	1.5	0.1	-0.1	-0.5	-2.6	-2.8	-9.7	79.9	-7.6	-4.5	-4.0	-3.2
Doméstico Bajo Consumo	6.4	4.7	9.5	4.9	10.7	5.0	14.2	1.9	5.9	4.1	4.8	7.5	6.3
Agrícola	4.4	8.1	6.5	3.3	3.3	2.4	3.8	4.5	3.5	2.1	2.5	2.8	4.0
Total	0.6	0.8	0.2	-1.6	-4.2	-8.4	-5.6	-8.6	-7.1	-8.3	-6.3	-4.8	-4.6

Fuente: Procesos Comerciales CFE SSB. Diciembre 2020.

Subastas de Largo Plazo

Las Subastas de Largo Plazo tuvieron la finalidad de permitir a CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) cubrir las obligaciones de cobertura a través de la adquisición de productos mediante contratos de 15 años para Energía Limpia y Potencia, y 20 años para Certificados de Energías Limpias (CEL).

Al cierre del 2020, 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 Secretaría 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 bajo 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 salida 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 salida 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 proporcionarán productos por 5.0 TWh de Energía, 5.4 Millones de CEL y 539.8 MW-año, a partir de 2020, con precios de salida 256 pesos/MWh, 139 pesos/CEL y 694,755 pesos/MW-año. Cabe señalar que los precios de salida están indexados con al valor del tipo de cambio e índices macroeconómicos.

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



Figura 1: Proyectos de las tres Subastas de Largo Plazo

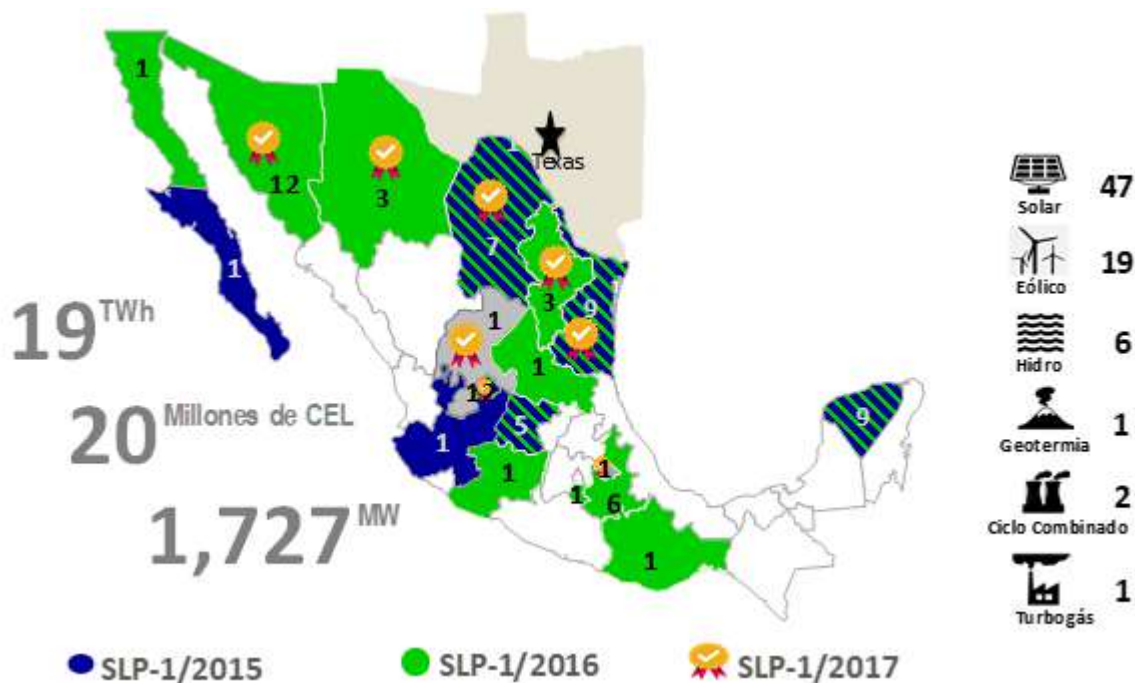


Figura 2: Distribución de centrales de las 3 Subastas de Largo Plazo y productos.

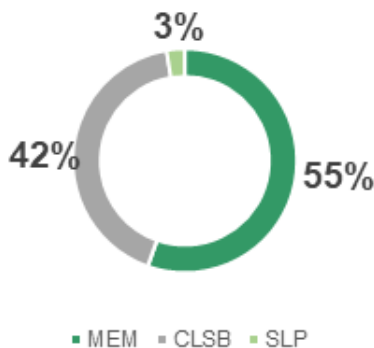
Costos

Uno de los objetos de creación de CFE SSB, es ofrecer el Suministro eléctrico a todas las personas que así lo soliciten y cuyos centros de carga se encuentren ubicados en la zona donde opere, siempre que ello sea técnicamente factible y cumpla con las disposiciones aplicables.

Para lograr lo anterior, es necesario que CFE SSB adquiera energía (MWh) y productos asociados a través del mercado de corto plazo, así como también a través de contratos de cobertura eléctrica. Es por lo que la CFE SSB ha suscrito contratos como participante del Mercado Eléctrico Mayorista y como comprador en los Contratos Legados para el Suministro Básico y en los contratos derivados de las Subastas.

Los costos de CFE SSB por compra de energía y productos asociados en 2020, fueron de \$402,528.66 millones de pesos, estos costos se desglosan de la siguiente forma:

Importe por energía y productos asociados



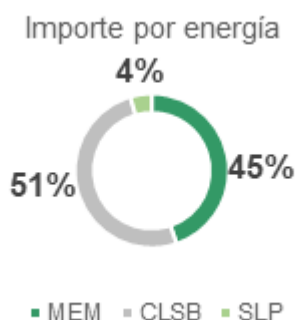
Concepto	Importe (\$)
MEM	\$ 222,934,469,261.92
CLSB	\$ 169,012,429,984.20
SLP	\$ 10,581,761,623.67

*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:

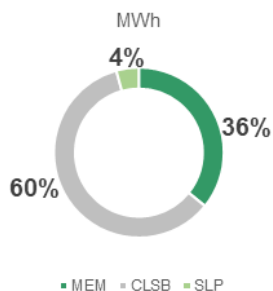


Concepto	Importe por energía (\$)
MEM	\$ 60,806,284,462.91
CLSB	\$ 68,738,080,110.29
SLP	\$ 6,142,934,855.95
Total	\$135,687,299,429.15

Al cierre de 2020 hay 70 Contratos de Cobertura operando derivados de las subastas 2015, 2016 y 2017, así como un CLSB. 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 669.41 \$/MWh cuando el de las subastas es de 564.80\$/MWh y el del CLSB con centrales de CFE fue aún menor, con un costo medio de 452.43 \$/MWh.

Es importante precisar que si bien los costos de la energía expresada en MWh de las subastas, generada mayormente por tecnologías renovables de particulares y apalancadas por CFE, se presentan por debajo de los costos en el Mercado de Corto Plazo y parecieran ser muy competitivos; en los hechos, no reflejan los sobrecostos que generan por el respaldo de potencia y regulación que requieren de las centrales de CFE, ni los nuevos requerimientos de inversiones en la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución. Estos sobrecostos que demanda un sistema eléctrico más flexible por la incorporación de generación renovable intermitente, los terminaría absorbiendo CFE, el usuario final a través de tarifas más elevadas, o bien, se cubrirían a través de transferencias fiscales.

La Energía (MWh) del CLSB aporta un 60% del total de requerimiento de CFE SSB y los contratos de subastas aportaron un 4%. El desglose es el siguiente:



Concepto	MWh
MEM	90,836,261.96
CLSB	151,931,930.19
SLP	10,876,320.35
Total	253,644,512.50

Referente a los Certificados de Energías Limpias, para el cierre del año 2020, los Contratos de Cobertura Eléctrica acreditaron a CFE SSB ante la CRE un total de 11,125,565 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) ha llevado a cabo las tres Subastas en las que ha analizado la viabilidad técnica, financiera y legal de los proyectos que proponen la venta de productos en el Mercado Eléctrico Mayorista. Emitido el fallo de esas subastas se suscriben Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE), que son contratos de tipo financiero mediante los que las partes se obligan a la compraventa de energía eléctrica y/o productos asociados.

Al cierre del 2020, el estatus que presentan los proyectos contratados a partir de las 3 Subastas realizadas fue: 70 proyectos entregando productos y 20 detenidos o con retrasos, como se ilustra en los siguientes gráficos:

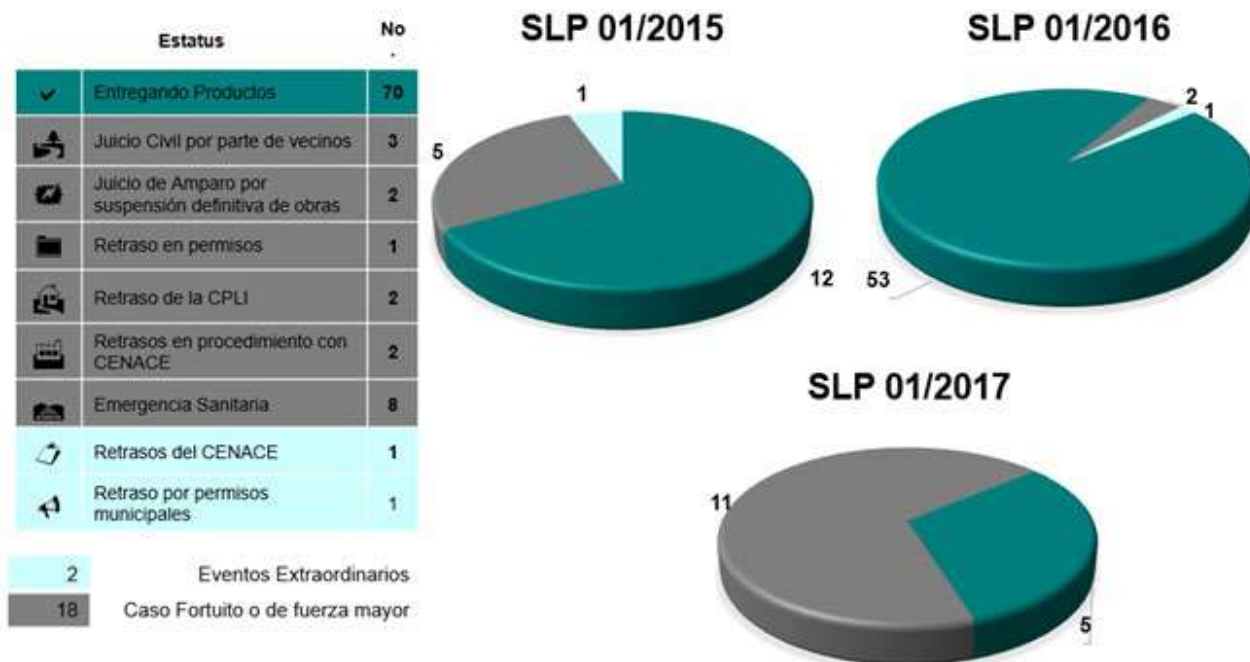


Figura 3: Estatus de los proyectos de la SLP No. 1/2015, la SLP No. 1/2016 y la SLP No. 1/2017

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

Al cierre del 2020 se realiza entrega de productos por setenta Contratos de Cobertura Eléctricas de subastas de los cuales se clasifican de la siguiente manera:

Existen veinticinco centrales fotovoltaicas asociadas a cuarenta y un contratos que representan 167 MW, 8,232,566.2 MWh y 8,366,756.26 CEL de manera anual, dos centrales de ciclo combinado asociados a seis contratos para entrega de 849.91 MW, ocho centrales eólicas asociadas a quince contratos que representan 203.49 MW, 4,648,193 CEL y 4,667,596.31MWh de Energía Eléctrica Acumulable, dos centrales hidroeléctricas asociadas a seis contratos que representan 314,631 CEL, una central geotérmica que entregará 25 MW, 198,764 MWh, 198,764 CEL y finalmente una central turbogás que entregará 456.3 MW de Potencia.

Para el año 2021 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

- Se transfirieron 253,644 GWh a través de los Contratos Legados para el Suministro Básico.
- Se transfirieron 10,876 GWh a través de los Contratos derivados de las Subastas de Largo Plazo.
- Se transfirieron, 11,125,565 CEL a través de los Contratos Legados y de Subastas de Largo Plazo.

- Se transfirieron 37,334 MW a través de los Contratos Legados y de Subastas de Largo Plazo.
- Cumplimiento a las Coberturas establecidas por la CRE para este año de operación.

Actividades relevantes GSE 2020

- Se firman los convenios modificatorios del Contrato Legado para el Suministro Básico en beneficio a la Tarifa Final y cumplimiento de coberturas.
- Participación en diversas propuestas para cambios de la regulación aplicable al Suministro Básico.
- Comienza la entrega de productos de contratos derivados de las Subasta de Largo Plazo 2017, la cual, a diferencia de las subastas 2015 y 2016, tiene la particularidad que es operada por el CENACE en su función de Cámara de Compensación.
- Se realiza convenio modificatorio al contrato de oportunidad de compra venta de energía con el Instituto Nacional de Electrificación de Guatemala, en el sentido de aumentar la capacidad de 80 MW a 120 MW.

Principales logros

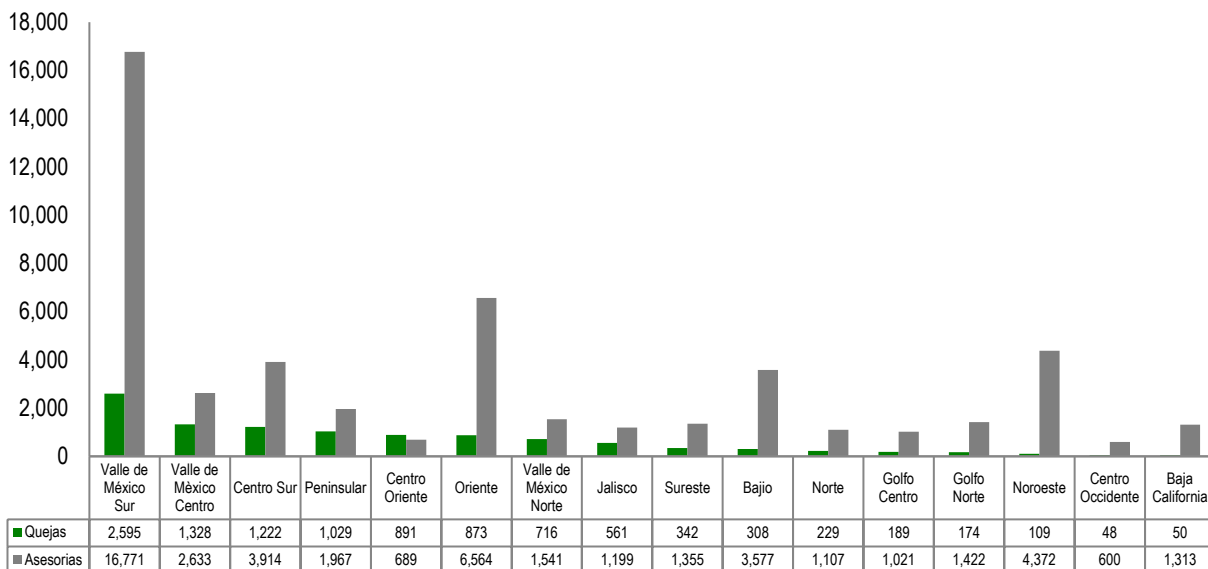
- Se incrementa la capacidad asociada al CLSB, alcanzando 55,731 MW, lo anterior en beneficio de transferir los costos eficientes a las tarifas de los usuarios finales de CFE SSB.
- Integración en diferentes mesas de trabajo con los reguladores con la finalidad de mejorar el marco aplicable a CFE SSB en materia del Mercado Eléctrico Mayorista.

Quejas

Quejas ante PROFECO al cierre de diciembre 2020.

Al cierre de diciembre 2020 el 83% del total de las atenciones se concluyó en asesoría, presentando un aumento del 10% en efectividad de la resolución en los módulos con relación a diciembre 2019, las Divisiones Comerciales que registraron el menor número de quejas son la Centro Occidente y Baja California aportando menos del 1% al valor nacional con 92 quejas y las Divisiones del Valle de México aportan el 42.86% a nivel nacional con 4,349 quejas.

Las quejas radicadas en 2020 disminuyeron 40.6% respecto a 2019 (17,081 quejas radicadas).



Actividades del Consejo de Administración

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 se creo el 8 de diciembre de 2016.

CONSEJO DE ADMINISTRACIÓN

El Consejo de Administración de la Subsidiaria Suministrador de Servicios Básicos, es el responsable de definir las políticas, lineamientos y visión estratégica de esta empresa.

- LIC. MANUEL BARTLETT DÍAZ**
Presidente del Consejo
- C.P. JOSÉ MARTÍN MENDOZA HERNÁNDEZ**
Director General de CFE Suministrador de Servicios Básicos
- MTRO. CÉSAR ALEJANDRO HERNÁNDEZ MENDOZA**
Director Corporativo de Negocios Comerciales
- DR. RAÚL JIMÉNEZ VÁZQUEZ**
Secretario
- LIC. RICARDO HERNÁNDEZ SILGUERO**
Prosecretario
- MTRO. RODRIGO ESPARZA VÁZQUEZ**
Consejero Independiente
- ING. EDUARDO BENJAMÍN ARROYO HINOJOSA**
Consejero (SENER)
- MTRA. KARINA RAMÍREZ ARRAS**
Consejera de la SHCP
- LIC. JORGE ESPINOZA AYALA**
Representante de los Colaboradores

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 2020, el Consejo de Administración de CFE SSB cuenta con 13 sesiones ordinarias, con un total de 115 acuerdos.

Principales asuntos tratados en 2020:

- Aprobación del informe anual de desempeño de la Empresa 2019.
- Aprobación del Plan Estratégico del Modelo de Comercialización 2020-2024.
- Autorización de ejecución de proyectos de inversión de la empresa para el 2020.
- Programa Operativo Anual de la empresa 2020.
- Programa Financiero Anual de la empresa 2020.
- Informe de labores del Comité de Auditoría del año 2019.
- Reglas de Operación para la regularización de la cartera vencida por consumo de energía eléctrica de entidades federativas, municipios, alcaldías de la Ciudad de México y Organismo Públicos Prestadores de los servicios de agua potable, drenaje y alcantarillado.
- Estados dictaminados de la empresa correspondientes al ejercicio 2019.
- Situación de la empresa derivada de la contingencia sanitaria COVID-19.
- Implicaciones de las medidas y Políticas de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional para la empresa.

Principales compromisos generados:

- Creación de grupo de trabajo de apoyo para el Control Interno.
- Análisis de la cartera vencida.
- Gestión para la atención a la subsidiaria por equipo específico del Auditor Externo.
- Apoyo para la atención de las observaciones de auditoría.
- Seguimiento al estado operativo y financiero de la empresa:
 - Cartera vencida

- Contratos de cobertura eléctrica
 - Indicadores sobre la atención al cliente
 - Estados financieros y Balance
 - Cobranza; entre otros.
- Programas Financiero y Operación anuales.
 - Estados Financieros dictaminados de cada ejercicio.
 - Proyectos de Inversión.
 - Informe del Comité de Auditoría.
 - Informes anuales a cargo del Director General de la empresa.
 - Medios Alternativos de Solución de Controversias tramitados por la empresa.
 - Conocimiento de acuerdos y convenios establecidos con gobiernos, instituciones y
 - Avances del Control Interno y de la Administración de Riesgos.

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.

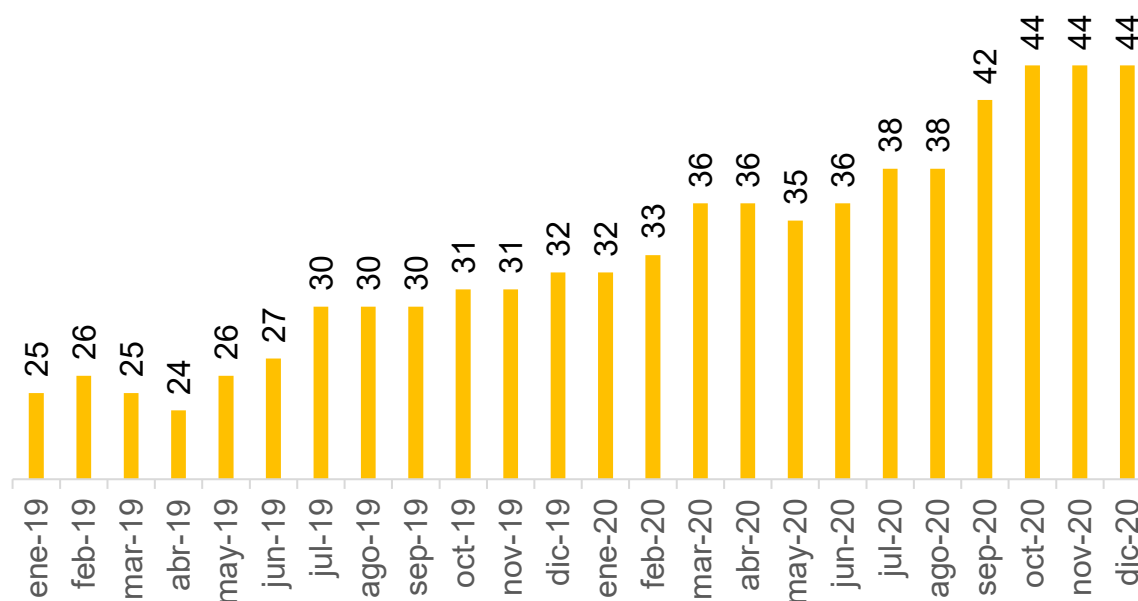
SUMINISTRO CALIFICADO

En 2020, CFE Calificados se planteó como objetivo continuar siendo una empresa rentable, que brinda valor tanto a sus usuarios como a la CFE. A pesar de que la economía se enfrentó a una de las mayores crisis registradas en la historia, CFE Calificados presentó resultados muy favorables, con una utilidad bruta de 650 millones de pesos y un resultado de operación de 356 millones de pesos.

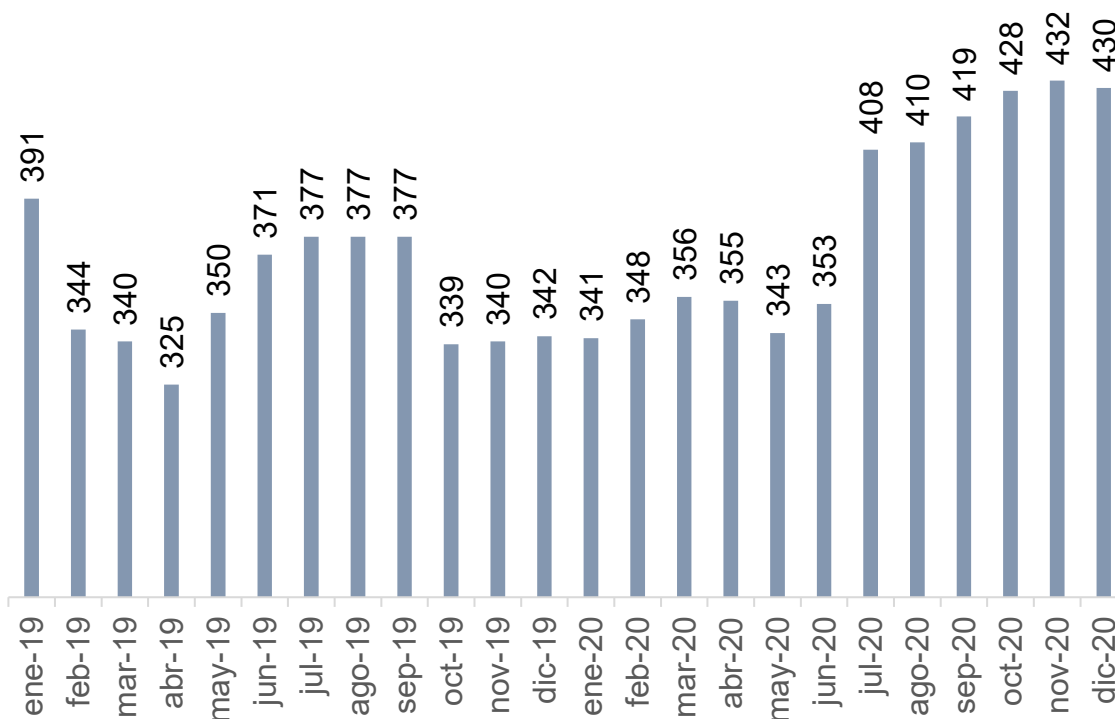
Lo anterior fue resultado de tres principales logros alcanzados a lo largo del año que permitieron mejorar las utilidades de la empresa y la gestión de los recursos:

En primer lugar, y a pesar de que durante la pandemia el consumo de electricidad de nuestros clientes se redujo considerablemente, como consecuencia de las medidas de confinamiento impuestas para contener el COVID-19, los esfuerzos comerciales de CFE Calificados permitieron que las ventas por suministro se mantuvieran al mismo nivel que durante 2019. Esto se logró particularmente a través de un incremento en nuestra cartera de usuarios calificados en 37.5% que corresponde, en términos de capacidad, a un 25% adicional.

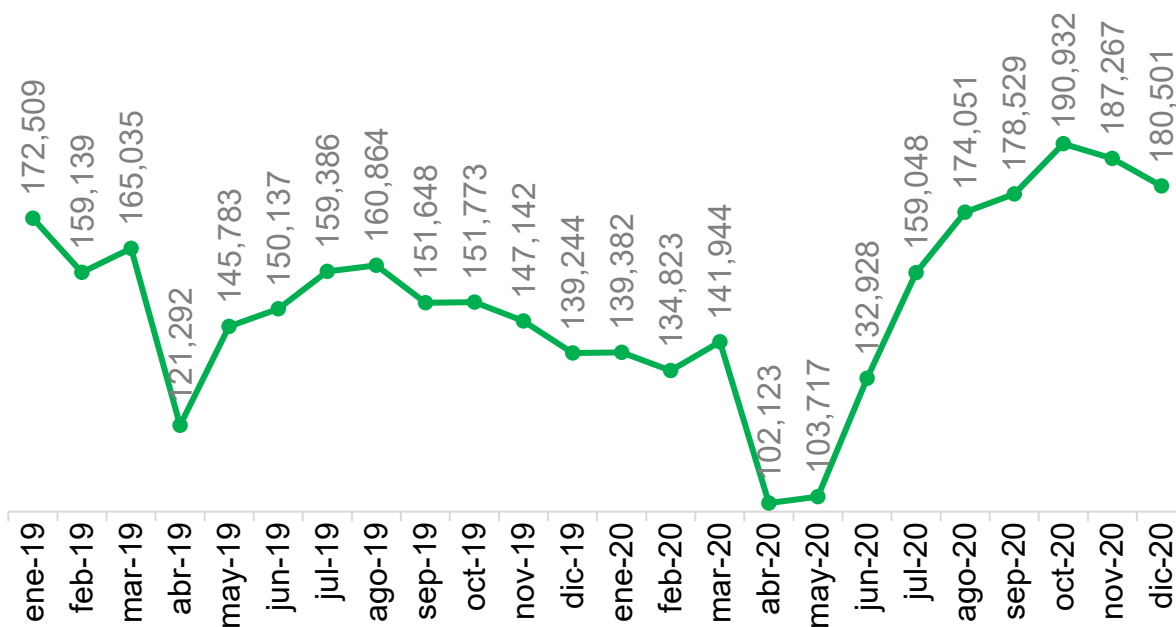
Número de clientes suministrados



Capacidad suministrada a clientes (MW)



Energía vendida (MWh)



En segundo lugar, y de conformidad con la política de austeridad establecida por el Gobierno de

la República y por la Dirección General de la CFE, CFE Calificados redujo su gasto de operación un 20% respecto a lo programado en el presupuesto aprobado por su Consejo de Administración.

Como tercer punto, la optimización de la posición contratada con generadores en conjunto con las ventas a clientes permitió una mejora en los márgenes de utilidad de la empresa filial. El margen bruto pasó de 13% al 16%, mientras que el margen operativo de la empresa llegó a alcanzar un 9% desde un nivel previo de 7%.

Cabe destacar que las utilidades 2020 que obtuvo CFE Calificados, le permitieron realizar transferencias a la CFE por más de 400 millones de pesos, para apoyar al fortalecimiento de la CFE dentro del sector eléctrico.

Adicionalmente, durante 2020, en conjunto con la Dirección General de la CFE, se sentaron las bases de una estrategia para competir en las mejores condiciones, en los próximos dos años, para mantener clientes actuales y recuperar aquellos que emigraron con empresas privadas en otras modalidades de suministro, ya sea amparados en la Ley de la Industria Eléctrica o a través de la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Como una de las acciones para ello, CFE Calificados firmó un contrato a 15 años por una capacidad de hasta 800 MW con el cual obtendrá energía firme y con las menores emisiones de CO₂, con lo que le permitirá la oferta de precios competitivos y esquemas flexibles en capacidad para rescatar a clientes.

Con relación a las actividades de su Consejo de Administración, CFE Calificados llevó a cabo 2 sesiones de manera remota, los días 15 de abril y 1 de octubre de 2020, en los cuales se aprobaron, entre otras cuestiones, los estados financieros auditados de la Empresa de los ejercicios 2018 y 2019, respectivamente, en cumplimiento a lo dispuesto por la Ley General de Sociedades Mercantiles, así como el presupuesto de la Empresa para el ejercicio de 2020. Cabe señalar que, a solicitud del Presidente del Consejo de Administración, CFE Calificados se encuentra analizando un replanteamiento de su Plan de Negocios para alinearlo al aprobado por la CFE, el pasado 8 de diciembre de 2020.

Telecomunicaciones e Internet

Antecedentes de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos

La Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establece en su artículo 6º, párrafo tercero, que el Estado garantizará el derecho de acceso a las tecnologías de la información y comunicación, servicios de radiodifusión y telecomunicaciones, banda ancha e internet, asimismo el artículo 134, párrafo primero, refiere que, los recursos económicos de que disponga la Federación, se administrarán con eficiencia, eficacia, economía, transparencia y honradez para satisfacer los objetivos a los que estén destinados.

Asimismo, el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, es el documento en el que el Gobierno de México explica cuáles son sus objetivos prioritarios durante el sexenio, en el apartado III. denominado Economía, establece como objetivo prioritario la cobertura de Internet para todo el país, detallando que, mediante la instalación de Internet inalámbrico en el territorio nacional se ofrecerá a la población conexión en carreteras, plazas públicas, centros de salud, hospitales, escuelas y espacios comunitarios. Será fundamental para combatir la marginación y la pobreza y para la integración de las zonas deprimidas a las actividades productivas.

Internet para Tod@s, es un programa prioritario del Gobierno Federal, el cual pretende hacer posible la integración de la población a la tecnología de internet y telefonía móvil en todo el territorio nacional, extendiendo la inclusión financiera y asegurando la posibilidad de llevar todos los programas de Bienestar Social directamente a las y los beneficiarios.

Derivado de lo anterior, se creó la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos (CFE TEIT), el 2 de agosto de 2019, con la finalidad de atender lo establecido en el artículo 6º Constitucional, concerniente a que el Estado debe garantizar el derecho 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.

CFE TEIT, tiene por 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. Así como la capacidad de proveer bienes y servicios tecnológicos incluyendo desarrollos de sistemas informáticos y de telecomunicaciones, así como cualquier otro bien relacionado al desarrollo y soporte de dichos sistemas.

Su título de concesión otorgado por el Instituto Federal de Telecomunicaciones le permite la provisión de: servicio de internet gratuito en Sitios Públicos a nivel nacional, así como de telecomunicaciones y/o radiodifusión, sin fines de lucro, excepto en localidades con conectividad (en donde haya presencia de algún otro proveedor).

Acciones tomadas en 2020

- Actividades realizadas en apoyo al sector salud durante la contingencia sanitaria: Ante la necesidad emergente de hacer frente a la epidemia causada por el virus SARS-CoV-2, se conectaron (con personal de la CFE y con la habilitación de su fibra óptica), 18 Hospitales de Alta Especialidad, integrando una red interhospitalaria sin precedentes; que se replicará

entre todas las dependencias del Gobierno, lo que representará ahorros significativos en el rubro de interconexiones:

11 de la Ciudad de México	7 de otros Estados del país
1. Instituto Nacional de Cardiología "Ignacio Chávez"	12. Hospital Regional de Alta Especialidad Ciudad Salud (Chiapas)
2. Instituto Nacional de Medicina Genómica	13. Hospital Regional de Alta Especialidad del Bajío (Guanajuato)
3. Instituto Nacional de Pediatría	14. Hospital Regional de Alta Especialidad Ixtapaluca (México)
4. Instituto Nacional de Ciencias Médicas y Nutrición "Salvador Zubirán"	15. Instituto Nacional de Salud Pública (Morelos)
5. Instituto Nacional de Enfermedades Respiratorias "Ismael Cosío Villegas"	16. Hospital Regional de Alta Especialidad de Oaxaca
6. Instituto Nacional de Cancerología	17. Hospital Regional de Alta Especialidad Cd. Victoria Bicentenario (Tamaulipas)
7. Instituto Nacional de Geriátrica	18. Hospital Regional de Alta Especialidad de la Península de Yucatán
8. Instituto Nacional de Neurología y Neurocirugía "Manuel Velasco Suárez"	
9. Instituto Nacional de Perinatología "Isidro Espinosa de los Reyes"	
10. Instituto Nacional de Psiquiatría "Ramón de la Fuente Muñiz"	
11. Instituto Nacional de Rehabilitación	

Procedimientos de contratación

En 2020 CFE TEIT, llevó a cabo procedimientos de contratación que contribuyen al cumplimiento de su objeto y a su operación, mismos que a continuación se enuncian:

- **La contratación de Servicios Profesionales para la Integración de la Red de Telecomunicaciones**, fue fundamental, para el inicio de las actividades a desarrollar por esta EPS, conforme a la estrategia definida para aprovechar el despliegue de la Red Compartida ocupando tecnología 4G como una forma ágil y eficiente para cubrir grandes extensiones con internet de banda ancha, para instalar acceso gratuito en sitios públicos, iniciando con la instalación de módems en **1,000 Puntos de Atención Prioritaria**, para probar el servicio de la Red Compartida y, con ello, ofrecer internet público gratuito:

Puntos Conectados en 24 Estados de la República	
Centro de Salud	482
Centro Educativo	64
Centro Integrador	372
Inmueble Federal	3
Unidad Médica Rural	34
Módulo Temporal CDMX*	45
Total	1000

*Para hacer frente a la pandemia, se establecieron enlaces emergentes con acceso a internet gratuito, para atender a los interesados de los Programas de Bienestar, en particular, el de “Crédito a la Palabra”.

- **Adquisición de equipos, materiales y componentes, para la integración de la red de telecomunicaciones internet**, que tiene como objetivo, dotar a CFE TEIT de los elementos tecnológicos necesarios para brindar cobertura con internet inalámbrico y banda ancha. Se adquirieron **10,000 equipos** a instalar en Puntos de Atención Prioritaria que se encuentren en la huella de cobertura de la Red Compartida que podrán ser beneficiados con el servicio de internet gratuito:

Puntos de Atención Prioritaria
Universidades del Bienestar Benito Juárez
Centros Integradores
Bancos del Bienestar
Unidades Médicas Rurales
Hospitales Rurales
Centros Escolares

Lo anterior, permitirá identificar un mayor número de Puntos de Atención Prioritaria que tengan la factibilidad de ser conectados.

- **Servicio de Conectividad inalámbrica LTE de Banda Ancha e Internet**, contempla un conjunto de servicios que proveerán de conectividad inalámbrica en ubicaciones fijas a través de la Red Compartida por medio del uso del espectro radioeléctrico y las tecnologías de transmisión LTE, en los Puntos de Atención Prioritaria y/o de interés mencionados en el punto anterior, y serán habilitados con el fin de proporcionar acceso a internet y otros servicios de banda ancha, una vez que se lleve a cabo la instalación de los equipos adquiridos.
- **Caracterización de Fibra Óptica Oscura de CFE mediante tecnología DWDM-LH de CFE TEIT.**
- **Adquisición de equipo de cómputo de alto rendimiento para CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos**, que permitirá el procesamiento, almacenamiento y resguardo de datos para soluciones estratégicas informáticas de la EPS.

- **Iluminación de Fibra Óptica Oscura de CFE mediante tecnología DWDM-LH de CFE TEIT**, proyecto de inversión cuyo objetivo es obtener una de las tecnologías de vanguardia denominada DWDM (Dense Wavelength Division Multiplexing), que permite transportar grandes anchos de banda, así como el traslado de señales de cualquier tipo de una manera transparente.

La extensión territorial del proyecto será en el Occidente, en el Pacífico Sur, y el Golfo de México, se realizará en dos fases, y se compone de 77 rutas de Fibra Óptica, con una longitud final de 8,996.7 Km, cubriendo alrededor de 1,022 municipios.

- En la Fase 0 se podrán iluminar 5,963.39km de Fibra Óptica Oscura, habilitando 40 Hoteles de CFE Telecom para cubrir las necesidades de conectividad entre los principales Centros de Datos de la Federación, además, la fibra cruzará 795 municipios con índices de marginación muy alto (58), alto (182), medio (164), bajo (196) y muy bajo (195); en 23 entidades federativas.
- En la Fase 1 se podrán iluminar 1,016.55km de Fibra Óptica Oscura, habilitando 11 hoteles de CFE Telecom para conectar a 6 Estados (Sonora, Oaxaca, Morelos, México, Chiapas y CDMX), abarcando 273 municipios, con índices de marginación muy alto (17), alto (63), medio (50), bajo (72) y muy bajo (71).

- **Servicios Especializados para la Administración de Telecomunicaciones, Redes de Datos, Seguridad Informática, Telefonía, Centro de Datos e Infraestructura Básica, el análisis, diseño y construcción de Aplicaciones**, con el objeto de proveer recursos especializados para sustentar la operación, administración, mantenimiento preventivo y soporte de las herramientas tecnológicas, equipamiento de la infraestructura de CFE TEIT.
- Firma **del contrato de prestación de servicios entre CFE y CFE TEIT (interempresas)**, el cual permitirá acceder a los servicios que ofrece la CFE a sus empresas productivas subsidiarias.
- Se suscribieron convenios de colaboración con instituciones públicas de la Administración Pública Federal, con la finalidad de proveer servicio de internet gratuito, así como establecer mecanismos de colaboración y coordinación que contribuyan al aprovechamiento, optimización y uso racional de los recursos en materia de tecnologías de la información y comunicación.

Cumplimiento de eventos normativos establecidos en el Acuerdo de Creación

- Ampliación del objeto de CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos, para brindarle la capacidad de proveer bienes y servicios tecnológicos incluyendo desarrollos de sistemas

informáticos y de telecomunicaciones, así como cualquier otro bien relacionado al desarrollo y soporte de dichos sistemas.

- Emisión del Estatuto Orgánico de la EPS, que contiene la estructura y organización básicas y sus funciones.
- Aprobación de la estructura organizacional básica y nombramiento de directivos, que se compone de cuatro gerencias y dos jefaturas de unidad.
 - Gerencia de Planeación de la Red Pública de Telecomunicaciones.
 - Gerencia de Operación de la Red Pública de Telecomunicaciones.
 - Gerencia de Logística para la Conexión de Servicios de Internet.
 - Gerencia de Promoción de Servicios de Internet.
 - Jefatura de Unidad de Administración y Finanzas.
 - Jefatura de Unidad de Asuntos Jurídicos.

Principales actividades y avances normativos de su Consejo de Administración

- Establecimiento del Comité de Auditoría de la EPS, para llevar a cabo las mejores prácticas para la generación de valor social para el Estado mexicano.
- Aprobación del Plan de Negocios de CFE TEIT 2020-2024, que establece la pauta para que la EPS desarrolle las actividades necesarias para el cumplimiento de su objeto.
- Aprobación de la Misión y Visión de la EPS:
 - **Misión:** 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, prioritariamente en localidades de alta y muy alta marginación, como servicios fundamentales para el bienestar y la inclusión social que impulsan condiciones de acceso asequibles y fomentan la formación de las capacidades digitales de las personas y de las instituciones.
 - **Visión:** Ser una empresa líder en telecomunicaciones que garantice el desarrollo igualitario, incluyente y sostenible mediante el acceso a las nuevas tecnologías de la información, con presencia en todo el territorio nacional.
- Aprobación de la estructura organizacional básica y nombramiento de directivos, que se compone de cuatro gerencias y dos jefaturas de unidad.
- Aprobación del Estatuto Orgánico de la EPS.

GESTIÓN CORPORATIVA

Planeación

Transición entre SCER y DCPE

Con la Reforma Energética se desarticuló el Proceso de Planificación de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se transfirió personal de planificación al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y a la Dirección Corporativa de Finanzas de CFE, debilitando a la empresa al dejar de desarrollar las actividades estratégicas de la planificación integral, como en su momento lo fue el Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE); a cambio, se creó la Subdirección Corporativa de Estrategia y Regulación (SCER), con funciones limitadas y que actuaba como enlace ante los organismos reguladores. Por lo anterior la Dirección General de CFE propuso la creación de la **Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE)**, misma que fue aprobada por el consejo de Administración de CFE en junio de 2020, para:

- Participar en la integración del anteproyecto del **Plan de Negocios de la CFE**, que contenga su planeación, objetivos estratégicos y visión.
- Construir **mecanismos de interlocución** y el establecimiento de acuerdos con los Directores Generales de las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), Empresas Filiales (EF), Titulares de las Unidades de Negocio (UN) y Directores Corporativos; para definir las estrategias, toma de decisiones y operación del Gobierno Corporativo de la CFE.
- Construir escenarios, **estudios** económicos, realizar **evaluaciones** económicas y financieras de proyectos, gestión regulatoria y dar seguimiento a la medición del desempeño a los objetivos estratégicos.
- De acuerdo con la estrategia institucional, definir la priorización de inversiones y proyectos a través de Mecanismos de Planeación.
- Dirigir el proceso de medición del desempeño como elemento de seguimiento a la estrategia de la CFE.
- Coordinar la evaluación del marco regulatorio y su impacto, respecto de las actividades relacionadas con el objeto de la Comisión, sus empresas productivas subsidiarias y, en su caso, empresas filiales, para proponer la estrategia de gestión regulatoria que garantice la participación en el mercado eléctrico en igualdad de condiciones.

A partir de estos cambios en la estructura organizacional del Corporativo de la CFE, se realizó la construcción de escenarios factibles para la expansión de la infraestructura de generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, bajo un Plan Indicativo de desarrollo del sector eléctrico que da mayor certeza a las alternativas de inversión susceptibles para la propia Institución.

Se han reconfigurado elementos de evaluación a partir de la construcción de parámetros de referencia, con lo que se estandarizan los criterios utilizados por la industria eléctrica en México, siempre en estricto cumplimiento de la Leyes y Ordenamientos regulatorios vigentes.

Se ha iniciado la formulación de modelos econométricos para evaluar el impacto de cambios y sensibilidad en las variables económicas, políticas y sociales prevalecientes en los escenarios de planeación.

Se ha integrado el proceso de información bajo principios de control, transparencia y rendición de cuentas, como elemento central para la toma de decisiones directivas integrales.

En 2020, se logró la autorización de 7 nuevas centrales de generación, organizadas en 5 proyectos prioritarios, situación que revierte una tendencia negativa en materia de crecimiento en la capacidad de suministro del servicio de energía eléctrica, coadyuvando en la mejora de la calidad del mismo a precios menores para el usuario.

Gestión de mejoras regulatorias.

Uno de los objetivos planteados en el Plan Nacional de Desarrollo 2019 - 2024 es el Rescate del sector energético a partir del fortalecimiento de la CFE para que sea nuevamente palanca del desarrollo nacional.

La Estrategia prioritaria 2.3 del Programa Sectorial de Energía 2020-2024, determina: “Fortalecer a la CFE para garantizar la Rectoría del Estado, y la seguridad y soberanía en materia de generación, transmisión, distribución, comercialización y suministro de electricidad”, y la Acción Puntual 2.3.6 establece: “Modificar regulaciones inadecuadas y alejadas de criterios de competencia, que provocaron daños financieros y de participación en el mercado, así como mayores costos operativos, para mejorar la calidad y confiabilidad en el suministro de energía”. Por ello, desde 2020 y en los años subsecuentes se continuará colaborando al interior de la CFE con sus empresas productivas subsidiarias, a fin de identificar distorsiones normativas que provoquen asimetrías regulatorias y realizar las gestiones necesarias ante los organismos regulatorios nacionales para poder armonizar la justa retribución de los costos de los servicios regulados, eliminar los subsidios injustificados y asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional y las mejores tarifas a los usuarios finales.

Avance de la agenda regulatoria 2020

La Ley de la Industria Eléctrica (LIE) determina que la CRE expedirá las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para transmisión, distribución, operación de los suministradores de servicios básicos, operación del CENACE y de los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

En noviembre de 2017 se concluyó el diseño, tanto de las tarifas reguladas para el periodo regulatorio inicial, como la metodología para calcular el costo de la energía eléctrica, haciendo posible integrar las Tarifas Finales para los usuarios de Suministro Básico, mismas que se han aplicado a las nuevas categorías tarifarias desde diciembre de 2017, a la fecha.

Ante el debilitamiento inducido de la CFE derivado de la Reforma Energética, fue necesario conformar mesas de trabajo interinstitucional con los organismos reguladores, en las cuales se han analizado y evaluado temas como: las metodologías para determinar las tarifas de Distribución y de Transmisión que permitan recuperar sus costos eficientes, incluyendo las inversiones para su fortalecimiento y expansión; reconocimiento justo de costos por los servicios y productos de las Unidades de Centrales Eléctricas; esquemas de contraprestación de la Generación Distribuida; criterios para la evaluación y liquidación de los Servicios Conexos que permitan asegurar la Confiabilidad, Calidad y Continuidad del SEN; y optimización del Contrato Legado entre las EPS de Generación y la EPS Suministrador de Servicios Básicos.

Negocios Comerciales

Dirección Corporativa de Negocios Comerciales

Sabemos que la Reforma Constitucional en materia de Energía realizada en el año 2013, resultó en modificaciones no sólo en la arquitectura normativa de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) sino, también, en su arreglo organizacional. La intención fundamental de dicha Reforma fue “fomentar la operación eficiente del sector eléctrico” y “participar de forma competitiva en la industria energética”. No obstante, esta intención no se cumplió, sino lo contrario: los cambios llevados a cabo produjeron condiciones estructurales de fragilidad para la CFE, promoviendo una separación de las actividades que idealmente deberían estar coordinadas y, con ello, el incremento de costos, ineficiencias en operación y en administración de los recursos e infraestructura y un endeble control corporativo.

En este escenario adverso, el Director General de la CFE, en correspondencia con las políticas de carácter social, de soberanía y de austeridad del actual gobierno de la República, inició un proceso de transformación institucional con el objetivo de rescatar a la Comisión y devolver a la nación los beneficios que sus actividades proporcionan.

De esta forma, se han establecido directrices que impidan beneficiar únicamente a empresas privadas y se han promovido inversiones que impactan positivamente al robustecimiento de todo el Corporativo y que reflejan la orientación de las políticas de la presente administración de la CFE, y que no son otras que el fortalecimiento institucional y el control estratégico del Corporativo.

Es así que el Director General de la CFE, en la lógica del nuevo esquema organizacional que se instaure, ha encomendado a la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales (DCNC) llevar a cabo distintas labores -en concordancia con sus funciones y obligaciones-, con el objetivo de redireccionar políticas y consolidar proyectos institucionales que coadyuven a los fines de fortalecer y gobernar eficazmente a la Empresa, así como a incitar prácticas de ahorro y de austeridad en sus procesos, y a enfrentar eficazmente la corrupción.

Frente a estos desafíos -que incluyen la contingencia sanitaria producida por el Covid 19-, la DCNC ha dirigido sus energías en reajustar su estructura organizacional con el propósito de hacer realidad las políticas generales que gobiernan la administración del Corporativo. La DCNC, sus Unidades de Negocio y sus Gerencias entienden que, si bien es cierto que la creación de valor y rentabilidad para el Estado Mexicano es una obligación legal y estatutaria de la CFE y sus Empresas, también lo es el hecho de que es posible cumplir dicha obligación a partir de percibir a la ganancia no únicamente como una lógica empresarial que al invertir espera un retorno y una utilidad económica sino, también, como una lógica institucional del Estado mexicano que hace un uso racional y eficiente de sus recursos administrativos, operativos y de infraestructura, mediante prácticas organizacionales que restituyen coherencia y eficacia burocrática, que originan trabajos con perspectiva transversal, que producen economías de escala, que fomentan la austeridad y el ahorro y que terminan por proporcionar beneficio social a las grandes mayorías, último y legítimo anillo de la cadena de valor de las Empresas Productivas del Estado.

De esta forma, la DCNC ha participado activamente como miembro de los diversos Consejos de Administración y Comités de Empresas Subsidiarias y Filiales, al igual que de los encargos que ha recibido directamente del Director General y que van, desde enlaces institucionales (con Presidencia de la República y Energía), pasando por la integración de información de las distintas áreas de la CFE para cumplir solicitudes específicas relativas al sector energético (Plan Nacional de Desarrollo, Segundo Informe de Gobierno, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional para la Transición Energética Soberana 2020-2050, etc.), hasta la colaboración en el

diseño del rescate y viabilidad del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL).

En concordancia con lo anterior, la DCNC ha instruido a los responsables de las áreas que la componen a realizar acciones orientadas para transformar gradualmente 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 el fin de mejorar sus procesos administrativos y operativos, de tal forma que queden sujetos a los propósitos e indicaciones de transformación organizacional, eficacia, transparencia, austeridad y honestidad promovidos por el Director General de la CFE.

Unidad de Negocio CFE Telecom

A partir de la cesión del título de concesión de la CFE en materia de telecomunicaciones (Reforma Constitucional en Telecomunicaciones de 2013) y con la posterior entrada en vigor de la Reforma energética, CFE Telecom, como Unidad de Negocio, había venido cumpliendo sus funciones desde una perspectiva completamente comercial, estableciendo la obligación de generar “ingresos”, cuando lo cierto es que originaba también una erogación de recursos desmedida e ineficiente.

Esta simulación de viabilidad “empresarial” inclinó a CFE Telecom a desarrollar nuevos negocios sin tomar en cuenta, las más de las veces, las necesidades internas de la CFE en materia de telecomunicaciones.

En esta circunstancia, y por instrucciones del Director General de la CFE a la DCNC, es que la administración de CFE Telecom ha venido ciñéndose a nuevas directrices y nuevos proyectos, consolidando una ruta de transformación, con miras a devolverle materia de trabajo y relevancia estratégica como área técnica y consultiva en telecomunicaciones al interior de la CFE, fortaleciéndose, de esta forma, como un brazo especializado de la DCNC.

A principios de 2019, se identificó que CFE Telecom encaminaba buena parte de su trabajo a la labor de venta de proyectos que se concretaban en egresos para la CFE que no siempre eran necesarios ni generaban un impacto en la modernización y eficiencia en la cadena de valor de la Empresa.

En consecuencia, se optó por asumir una reducción importante en los ingresos y apostar por proyectos estratégicos que redundaran en ahorros y eficiencia, así como en la actualización tecnológica asociada a ambos conceptos. El resultado de este trabajo se consolidó en el 2020 a través de proyectos como el SIC Satelital que, si bien no regresan los ingresos del pasado, han permitido que CFET registre un incremento en sus metas de ingresos. En todo caso, en materia de ingresos, al cierre de 2020 se registraron \$648.8 mdp, rebasando la meta comprometida en un 15%, y se espera que, para el cierre de 2021, CFE Telecom recupere el 80% de la meta histórica que registró en ingresos (arriba de los 1000 mdp). La reducción de ingresos de la Unidad ha redundado en la reducción de egresos de las EPS y la CFE en general.

En materia de ahorros se redujo el parque vehicular, las líneas de teléfono, se cancelaron servicios innecesarios, se prestaron y arrendaron equipos que fueron utilizados en proyectos anteriores, evitando con ello que las EPS e instituciones públicas ajenas a la CFE, como la Secretaría de Comunicaciones y Transportes (SCT), tuvieran que erogar importantes sumas en compras de nuevo equipamiento para comunicaciones. Estos ahorros ascienden aproximadamente a 280 mdp y las áreas beneficiadas fueron la Coordinación de Servicios Tecnológicos (CST), la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI), Generación y la SCT.

Asimismo, se ha recuperado la relación institucional con áreas con las que históricamente se ha tenido que dialogar y negociar para sacar adelante proyectos importantes para la CFE. De igual manera se ha establecido un sólido canal de comunicación con Telecom de la SCT y se ha

consolidado el trabajo de acompañamiento y asesoría a CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos (CFE TEIT).

En el último trimestre de 2020 se logró la firma de un nuevo contrato con Telmex mediante el cual, además de asegurar la continuidad de servicios de voz, datos y seguridad -prioritarios para los procesos sustantivos de la CFE-, se obtuvieron mejoras en las condiciones comerciales y, por ende, beneficios económicos para la entidad. El nuevo contrato permitirá que de forma paralela se migren servicios a infraestructura propia en colaboración con las EPS CFE Transmisión y CFE TEIT. Aunado a esto, se prevé de inicio un posible ahorro del 20% por las nuevas tarifas en el contrato.

Conforme a lo instruido por el Director General, se integró un grupo de especialistas técnicos para apoyar en la modernización de la plataforma *Código 071*. Este apoyo estuvo en función de las necesidades del área requirente EPS Suministrador de Servicios Básicos. Dicho grupo de especialistas estuvo conformado por técnicos de las misma EPS, de la UN CFE Telecom, de la Coordinación de Servicios Tecnológicos, de la Coordinación de Administración y Servicios, de la Coordinación de Monitoreo y Operación de Activos de CFE Trasmisión y de la Gerencia de Proyectos de Modernización adscrita a la DCNC. Los trabajos se enfocaron al diseño de la topología de la plataforma, Opinión Técnica y acompañamiento en la investigación de condiciones de mercado, con la finalidad de aprovechar la infraestructura de la CFE en su red de Fibra Óptica.

Del mismo modo, CFE Telecom promovió y coordinó el trabajo conjunto con todas las EPS y áreas usuarias de servicios de telefonía, con el fin de que la CFE tuviera sus sistemas telefónicos habilitados para llevar a cabo la marcación a 10 dígitos normada por el Instituto Federal de Telecomunicaciones (IFT), cuyas disposiciones entraron en vigor el 2 de agosto de 2020, evitando adquirir este servicio con un proveedor externo

A finales del 2020, CFE Telecom contrató el servicio de Actualización de Módems y Soporte Extendido para toda la infraestructura que integra la red satelital de las EPS de Generación y que corresponde al único medio de comunicación para subestaciones ubicadas en sitios dónde no se cuentan con otras alternativas de infraestructura. Este proyecto fue encargado por la Dirección General y se le dio prioridad para implementarlo en el presente año. Por esas fechas, también la DCIPI comunicó la necesidad de contar con enlaces de comunicación para dos proyectos de alta importancia, tanto para la CFE como para el Gobierno de la República, Pasta de Conchos y Tren Maya, mismos que fueron gestionados con la CMOA de CFE Transmisión y que actualmente se encuentran en proceso de firma de la contratación, para su posterior implementación.

Además, se ha trabajado con la nueva administración de Telecomunicaciones de México (TELECOMM) para desarrollar nuevos proyectos que generen mayor captación de recursos para el Estado Mexicano, a través de servicios de telecomunicaciones. También se ha dado continuidad a servicios sobre aquellos contratos que se cedieron a dicho Organismo y se han atendido nuevas peticiones de los clientes, ampliando con ellos los ingresos y ratificando a la CFE como un prestador de servicios confiable.

En lo que respecta al apoyo institucional para el ahorro en adquisiciones, CFE Telecom ha desarrollado una estrategia de reutilización de equipamiento que adquirió para otros proyectos, pero que aún tienen una vida útil aplicable a otras áreas de la CFE o Dependencias. A la fecha se han traspasado equipos que ya no usaba la Unidad y que redundaron en un ahorro aproximado de 28 millones de pesos para las áreas de la CST y la DCIPI. Este tipo de apoyos se ha impulsado al exterior de la CFE, pues desde el año 2018 se ha otorgado a la Secretaría de Comunicaciones y Transportes bajo la figura de comodato, más de 11 mil equipos de comunicaciones que utilizan para su comunicación interna, dando como resultado un ahorro al Gobierno Federal al evitar la adquisición de equipo que, conforme a un estudio de mercado a finales de 2020, podría representar poco más de 205 millones de pesos.

Aunado a lo anterior, se elaboró una propuesta de acuerdo con la Coordinación de Estrategia Digital Nacional (CEDN) con objeto de establecer los términos generales y condiciones bajo las cuales la CEDN, en términos de sus atribuciones, podrá requerir a CFE y las EPS información para la definición, coordinación, emisión y ejecución de las políticas públicas y programas en materia de gobierno digital, informática, tecnologías de la información y comunicación. Asimismo, al amparo del acuerdo la CFE y EPS podrán solicitar a la CEDN análisis, opiniones y revisión de proyectos sobre las materias de su competencia.

Así, en síntesis, en el 2020 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.

Unidad de Negocio LAPEM

El Laboratorio de Pruebas Equipos y Materiales (LAPEM) tiene por misión aportar valor y soluciones tecnológicas al sector energético en términos de competitividad, confiabilidad, disponibilidad, sustentabilidad y gestión de riesgos en procesos e infraestructura estratégica, ofreciendo soluciones técnicas, apoyadas en la innovación y competencias especializadas.

En el 2020, los objetivos estratégicos del LAPEM continuaron la lógica general adoptada por la DCNC, de lograr un mayor involucramiento de sus áreas adscritas en los procesos productivos de la Comisión, con la intención de conseguir la mayor cantidad de ahorros en los gastos e inversiones al interior de la CFE. De esta manera, LAPEM inició un proceso de revisión general del estado que guardaban sus distintas áreas, con el propósito de determinar nuevas acciones para fortalecer la prestación de servicios a la CFE.

Los resultados de la revisión permitieron detectar problemáticas desapercibidas hasta entonces (los titulares de las áreas no necesariamente tenían conocimiento y control de los servicios que se prestan, servicios sin recepción y pago correspondiente y cotizaciones y cobros realizados por personal ajeno al Laboratorio), y que se atendieron y revirtieron inmediatamente con el diseño de una línea base para priorizar, dar seguimiento y planeación de los servicios de alto impacto que se prestan a la CFE, llevando a cabo servicios a privados posterior a la confirmación del pago de los mismos, y generando y emitiendo cotizaciones -así como la atención a clientes-, sólo con personal adscrito al Laboratorio.

De igual forma, se llevaron a cabo ajustes en los costos de los servicios (que incluyen utilidades, traslados y viáticos, entre otros), en el uso del parque vehicular (sólo para comisiones de trabajo) y en los horarios laborales (transparentando con ello la aparente discrecionalidad en la asignación del pago de comidas para el personal de confianza).

Siendo el LAPEM área de apoyo técnico especializado, durante el 2020 mostró tanto su carácter esencial para la CFE, como el sentido de responsabilidad de sus trabajadores ya que, a pesar de la pandemia, se realizaron servicios que garantizaron la correcta operación de la CFE. Durante el 2020 se dio trámite a 8,834 solicitudes de servicios, de las cuales 7,438 cotizaciones fueron aceptadas y pagadas por los usuarios. Los ingresos totales ascendieron a 792 millones de pesos (mdp), de los cuales, 607 mdp (77%) correspondieron a servicios solicitados por la CFE y 185 mdp (23%) a ingresos por servicios a empresas privadas.

Más aún, si pensamos que los siete principales clientes del LAPEM son áreas de la CFE con una facturación de 595 mdp, mientras que los siete principales clientes privados facturan 44 mdp, entonces parece clara la orientación de las prioridades institucionales que tiene el Laboratorio actualmente.

En todo caso, el valor que el LAPEM le aporta a la CFE no solamente se refleja en sus ingresos,

sino también en los ahorros, la seguridad y la confiabilidad para los trabajadores y los equipos. En el 2020, hubo 418 mdp de costos evitados para la Comisión, gracias a la elaboración de dos metodologías enfocadas al análisis de combustibles y aceites, que permitieron prevenir fallas, alargar los efectos de mantenimiento y optimizar el consumo de combustóleo en las Centrales de generación y, con ello, el incremento de la generación de energía y la reducción de gastos por la compra de este energético.

De igual manera, el LAPEM participó en la evaluación de diversos pliegos de requisitos, ejecutó más de 4 mil inspecciones de bienes entregados a la Comisión y realizó una mejor clasificación de los alcances de las constancias prototipo y de proveedores, lo que permite dar mayor certeza y confiabilidad a las adquisiciones.

En este sentido, desde inicios del 2020, CFE Distribución solicitó al LAPEM otorgar alta prioridad a la evaluación de equipo hidráulico (grúas), con la intención de incrementar la seguridad para su personal. A partir de ello, se formaron brigadas adicionales de trabajo con personal de distintas áreas del Laboratorio para cumplir el requerimiento, llegándose a evaluar 2,957 grúas, lo cual significó un máximo histórico en este servicio. No está de más señalar, que estos equipos son utilizados para asegurar la continuidad del servicio eléctrico, por ejemplo, en temporadas de huracanes.

Por lo que toca al gasto corriente, en el 2020 éste ascendió a 505 mdp, sin considerar salarios, pensiones y jubilaciones, lo que representa una reducción de 66 mdp respecto al año inmediato anterior. La política de austeridad que se llevó a cabo implicó un ahorro de 9 mdp, circunstancia económica que permitió realizar más mantenimiento a los equipos del Laboratorio -89% más de la inversión en este rubro de lo destinado en 2019- y, con ello, se impidió la reducción de las capacidades técnicas de los mismos.

Finalmente, podría decirse que los cambios que se realizaron en el desarrollo de las actividades del LAPEM en 2020, buscaron 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 éstos 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 siga cumpliendo con su cometido de coadyuvar en la consolidación del Corporativo y, con ello, en el bienestar de la sociedad.

Unidad de Negocios Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico

La Unidad de Negocios PAESE fue creada hace poco más de tres décadas con la finalidad de coordinar proyectos de eficiencia energética al interior de la CFE y de promover su réplica en el sector eléctrico.

Como consecuencia de la Reforma Energética, la naturaleza jurídica de la institución se modificó para convertirla en una Empresa Productiva del Estado y, con ello, su obligación de generar valor económico. A raíz de ello, el PAESE dejó de ser un programa operativo y se convirtió en una Unidad de Negocios con el mandato de crear valor con la prestación de servicios -evaluaciones de tecnologías, proyectos de eficiencia energética, capacitaciones especializadas-, que promuevan el ahorro de energía.

Como Unidad de Negocios, el PAESE se vio constreñido a transformar su orientación original -fomentar una cultura de ahorro de energía-, al igual que sus estándares de resultados, priorizando actividades de comercialización de sus servicios para la obtención de ingresos.

En esta circunstancia, por instrucciones de la DCNC, el Programa ha dirigido sus esfuerzos y

proyectos en la búsqueda de “generar valor” a la CFE, pero a través de otras vías que restituyan su orientación original, mediante prácticas que produzcan ahorros a la CFE, al sector energético, al Estado mexicano y a la sociedad.

Es así que, en el 2020, el PAESE inició la elaboración de proyectos que verdaderamente resultan en procesos de eficiencia energética al interior de la CFE, paralelo al que se promociona en el sector, mediante la evaluación de tecnologías, asesorías y difusión de información. De esta forma, se pretende la “creación de valor” a la que está obligada dicha Unidad de Negocio, como resultado de una percepción homogénea de la Comisión, la instrumentalidad transversal y el uso eficiente de los recursos institucionales que generan eficacias y ahorros.

En lo que respecta a la *Evaluación de tecnologías ahorradoras de energía*, actividad sustancial del PAESE, durante el 2020 se llevaron a cabo 284 evaluaciones, atendiendo a 40 empresas del ramo.

La evaluación de luminarias para alumbrado público, a solicitud de parte, constituye el centro de esta actividad, teniendo como propósito garantizar que el producto cumpla con la normatividad nacional en la materia y represente un ahorro real de energía. Es decir, si un producto cumple con los estándares indicados en el Protocolo de Pruebas de la UN PAESE, se expide una Constancia de Ahorro, en caso contrario se emite un Dictamen No Satisfactorio

Los beneficios, para la CFE, de estas evaluaciones de tecnologías consisten en la disminución de pérdidas no técnicas, al cobrar el consumo real por el uso de estas tecnologías. Ello en virtud de que el cobro a los municipios por el uso de luminarias públicas se calcula por medio de un censo, al no contar con circuitos de medición.

Asimismo, durante el 2020 se continuó con la implementación de los *Sistemas de Gestión de la Energía* en los inmuebles industriales de las EPS de la CFE, a efecto de cumplir con las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Eficiencia Energética en las Instalaciones Industriales de las Empresas Productivas del Estado. Durante este año se cumplió la meta programada, al implementar dicho Sistema de Gestión a través de Auditorías y Diagnósticos Energéticos en 32 inmuebles de las 16 Divisiones de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución, reduciendo con ello el consumo de energía eléctrica (MWh) en su operación y en la emisión de contaminantes.

De igual manera, se realizaron *Actividades Informativas de Ahorro y Uso Eficiente de la Energía*, con la intención de ampliar la difusión en materia de uso eficiente de la energía (en hogar y oficina) al interior de la Comisión, sus EPS, sus Unidades de Negocio y los usuarios del servicio eléctrico, a fin de fomentar una cultura de ahorro de energía. De acuerdo al Contrato Programa y Contrato Gestión 2020 de esta Unidad de Negocio, se comprometieron a alcanzar la cantidad de 60,687 personas informadas. Al cierre del año se impactaron 68,46, lo que representa un 112.8% de cumplimiento del indicador.

Debe señalarse que, en función de la pandemia SARS-CoV-2 (COVID-19), durante el 2020 y en observancia de las medidas decretadas por las autoridades sanitarias se cancelaron todas las presentaciones de “La Casita del Ahorro” (Teatro Robótico) y las Brigadas Informativas, toda vez que implican concentraciones de personas. No obstante, a través de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales, junto con la Coordinación de Comunicación Corporativa, se realizaron acciones informativas por los canales institucionales. Así, por ejemplo, el 1° de diciembre se publicó en Twitter y Facebook un video sobre cultura de ahorro y el uso eficiente de energía al interior de CFE. A la fecha se han contabilizado 4,601 reproducciones en Facebook y 600 en Twitter de dicho video.

Por otro lado, dentro del Programa para la Promoción de la Movilidad Eléctrica (PEII), que tenía previsto la instalación de 100 electrolineras de acceso público, conexión universal y uso gratuito, para la constitución de 9 corredores carreteros que conectarían las 3 zonas metropolitanas con

distintas ciudades y destinos turísticos, al cierre del año, se instalaron las 13 electrolineras de carga rápida contempladas en esta última etapa del Programa. Con ello, se crearon 9 corredores carreteros que conectan 10 entidades federativas que permitirán continuar implementando la infraestructura de recargas, a la vez que incrementar la adopción de autos eléctricos -y la disminución de emisiones de gases contaminantes-, a través de la primera red troncal de electrolineras en México.

El contexto adverso provocado por la pandemia, también se reflejó en la única actividad que le genera ingresos a esta Unidad de Negocios: la *Capacitación Especializada en Eficiencia Energética*. En el transcurso del 2020, se siguieron impartiendo cursos, seminarios, diplomados, foros y talleres especializados en eficiencia energética al interior de la CFE, sus EPS y sus Unidades de Negocio y, en su caso, con los clientes de la Comisión. A pesar de los esfuerzos institucionales del PAESE suscritos en el Contrato Programa y Contrato Gestión 2020 del área (se cancelaron 33 eventos de los 48 programados), el compromiso de alcanzar un ingreso anual de \$1,604,627 por la prestación de este servicio no se logró y, al cierre del año, solo se facturaron \$305,772.41.

A fin de aumentar los ingresos del área y no depender de una sola actividad, bajo la coordinación de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales, se está trabajando en la oferta de pruebas para la evaluación de luminarias públicas (Centro de Ensayos de Eficiencia Energética).

Nuevas Áreas de Oportunidad

La Gerencia de Nuevas Áreas de Oportunidad (GNAO) es un área adscrita a la DCNC, cuya función consiste en realizar el análisis, seguimiento y evaluación del desempeño de la EPS CFE SSB, las filiales CFE Calificados, CFENERGÍA y CFE Internacional, así como de las Unidades de Negocio CFE Telecom, LAPEM y PAESE. Advierte sobre las desviaciones en el cumplimiento de las metas, la identificación de riesgos operativos y la alineación a las directrices estratégicas. Participa en la definición de líneas de acción acordes con las estrategias, así como en el diseño de indicadores que revelen los aspectos fundamentales del desempeño de los proyectos, productos y servicios.

La GNAO adoptó un proceso de seguimiento y evaluación que permite interactuar con las Empresas Productivas Subsidiarias y Unidades de Negocio, a través de la elaboración de documentos trimestrales de análisis y evaluación del desempeño que incluyen observaciones y recomendaciones, focalizando en problemas específicos que los indicadores de cumplimiento no revelan a cabalidad.

Se realizan revisiones de los indicadores del tablero de Medición del Desempeño Empresarial (MDE), para afinar metodología y algoritmos de cálculo, buscando que transparenten la problemática de mayor relevancia. En este sentido, se revisaron los indicadores de CFE SSB y de las Unidades de Negocio y se apoyó a CFENERGÍA y CFE Internacional en la definición de 11 indicadores financieros. Asimismo, se diseñó un conjunto de indicadores, partiendo de los existentes, para complementar y afinar la evaluación del desempeño.

Para dar cauce a las acciones del Contrato Programa 2020, se definieron los lineamientos y objetivos estratégicos buscando alineación y congruencia con las directrices estratégicas del Plan Nacional de Desarrollo y el PRODESEN.

También se intervino en la formulación de lineamientos estratégicos e indicadores del Plan de Negocio 2021-2025, en el ámbito de actuación de la DCNC, buscando que las Unidades de Negocio adscritas a ella se encuentren presentes en la cadena de valor de la CFE y no como negocios independientes, así como en la introducción de aspectos fundamentales para la CFE, como lo es el fortalecimiento Corporativo para propiciar sinergias y economías de escala.

A partir del sustento y la experiencia lograda en el 2020, la GNAO, además de consolidar la mecánica trimestral de evaluación de la Subsidiaria, las Filiales y Unidades de Negocio, buscará la adopción de nuevos indicadores y reportes de control del desempeño y la gestión de procesos, para áreas críticas y especialmente sensibles para la CFE como son: la gestión de la cartera vencida y la cobranza, los términos de intercambio inter – compañía, en especial lo relativo a los servicios de las unidades de negocio a las EPS y al corporativo. Aunado a lo anterior, se trabajará en la medición del beneficio aportado por las unidades de negocio a la cadena de valor y en indicadores que midan la generación de sinergia.

Proyectos de Modernización

La Gerencia de Proyectos de Modernización (GPM), como parte de la DCNC, colabora con el objetivo de dirigir políticas corporativas para la gestión de actividades comerciales, proponiendo y ejecutando proyectos de forma transversal en la empresa para aprovechar economías de escala, crear eficiencias operativas, promover el desarrollo tecnológico, identificar nuevos negocios y adoptar innovaciones tecnológicas y comerciales. Los principales logros de la Gerencia en el 2020 son:

Durante el 2020, por instrucciones de la DCNC, la GPM continuó el proceso de administrar el Convenio que suscribió la CFE en noviembre de 2019 con el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), para el desarrollo de proyectos que benefician a la Comisión, los que se seleccionan a través del Grupo de Selección de Proyectos (GSP). La GPM, como Secretaría Técnica del GSP, realizó 9 sesiones de evaluación, incorporando 22 proyectos al Convenio, por un monto total de \$308.4 millones de pesos y un promedio de ejecución programado de 16 meses. Adicionalmente la Gerencia instrumentó los procedimientos y habilitó los repositorios requeridos para esta administración.

Los proyectos aprobados por el GSP, de manera previa al inicio de su ejecución, requieren cumplir, entre otras, con las disposiciones de adquisiciones, obtener las aprobaciones presupuestales (en caso aplicable), aprobaciones de tecnologías de información, así como la documentación requerida para realizar la contratación con el INEEL, entre otros componentes. En este sentido, la GPM apoya a los asistentes técnicos, da seguimiento con las áreas del corporativo, guía al INEEL para completar los procedimientos y reporta a la DCNC la ejecución de éstos. Se han analizado y optimizado las actividades requeridas, facilitando su seguimiento, desarrollando plantillas y documentación para ejecutarlas lo más eficientemente posible, manteniendo registro de la información en un repositorio electrónico, organizado coherentemente.

El sistema de atención telefónica de la CFE se encuentra distribuido en 14 centros de atención y recibió, en 2019, 32 millones de llamadas al año. No obstante, la tecnología utilizada tiene más de 10 años de antigüedad, baja integración y dificultades importantes para integrar nuevos canales de atención o conocer la demanda real de llamadas. La GPM, junto con la EPS Suministrador de Servicios Básicos, la Unidad de Negocio CFE Telecom, la Coordinación de Administración de Servicios (CAS) y la Coordinación de Servicios Tecnológicos (CST) conforma el equipo de trabajo (Grupo 071) que desde el 2020 desarrolla la arquitectura para atender, mejorar e incorporar nuevos canales de atención a los usuarios de la Plataforma 071.

El proyecto de *Renovación Tecnológica 071* estableció una arquitectura de cuatro componentes que equivaldrían a cuatro partidas de contratación, que proporcionarán infraestructura y servicios por 3 años, garantizando con ello la continuidad de la infraestructura por al menos 7 años adicionales. El 15 de diciembre del 2020, se realizó la Publicación del procedimiento para la adquisición. El 21 de diciembre se difiere la aclaración a los documentos del concurso para la primera semana del siguiente año, esperando la apertura de ofertas técnicas para el 18 de enero y el fallo del concurso para el 9 de febrero. Se tiene previsto contar con la infraestructura instalada y en funcionamiento para el segundo semestre del 2021.

La administración de Tecnologías de Información y Comunicaciones (TICs) en la CFE está muy dispersa. En julio de 2020 existían 304 iniciativas TICs por un monto de \$47,619 millones de pesos, lo que resulta no sólo en una heterogeneidad técnica, sino también en un mayor gasto de la Comisión. Sin embargo, mediante un esfuerzo de consolidación se inició la estandarización de equipamiento y servicios, incorporando a múltiples EPS y áreas del Corporativo -incluyendo a esta Gerencia-, realizando una adquisición consolidada de routers y switches coordinada por la CST, por casi \$14 millones de pesos, sentando las bases para la estandarización de equipamiento TICs.

Administración de Recursos

DIRECCIÓN CORPORATIVA DE ADMINISTRACIÓN

RECURSOS HUMANOS

Presupuesto por concepto, comparativa vs 2019

De conformidad con lo establecido en el artículo 6° del “Decreto de Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2020”, el presupuesto autorizado en el rubro de servicios personales de la Comisión Federal de Electricidad, ascendió a 60,406 MP (Millones de pesos).

No obstante, los recursos ejercidos en el ejercicio fueron por 61,515 MP, con un incremento del 5.1% respecto al 2019, principalmente por la incorporación de la catorcena no. 27, que se pagó en el mes de diciembre, debido a que el 1° de enero del 2021 fue un día inhábil.

Rubro de Gasto	Millones de Pesos			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Prestaciones por Contrato Colectivo de Trabajo o por Convenio	33,647	35,170	37,391	4.5	6.3
Sueldos y Salarios	13,763	13,911	14,710	1.1	5.7
Gastos de Seguridad Social	6,316	6,686	6,536	5.9	-2.2
Otras Erogaciones	2,595	2,758	2,878	6.3	4.4
Total	56,321	58,525	61,515	3.9	5.1

Fuente: Essbase (fuente oficialmente reconocida y establecida por la Dirección Corporativa de Finanzas para elaborar reportes presupuestales).

En el concepto de Sueldos y Salarios no se incluye personal eventual, dada su propia naturaleza.

Es importante mencionar, que al finalizar el ejercicio las EPS Distribución y EPS Transmisión, transfirieron un monto de alrededor de 554.5 MP, del Capítulo 1000. Servicios Personales al Capítulo 6000. Inversión Pública, por concepto de mano de obra capitalizable, derivado de los trabajos realizados a terceros.

Acuerdos Contractuales

Para la negociación de la revisión integral del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), se previeron recursos por 1,330.9 MP y el costo final de la revisión fue de 1,290.6 MP, lo que significó un ahorro del 3.1% (40.3 MP).

Dicha negociación se realizó siguiendo los lineamientos del Gobierno Federal, considerando como una de las prioridades el respeto irrestricto a los derechos de los trabajadores y el apego a la normatividad vigente; logrando la modificación de 68 Cláusulas de común acuerdo, que representan el 84% del Contrato Colectivo de Trabajo, con el fin de modernizar a la Empresa, con los avances siguientes:

- ✓ Ajuste de las prerrogativas sindicales, para circunscribirlas a lo establecido por la ley y la normatividad vigente en materia laboral.

- ✓ Modificación de las Cláusulas 2. Partes Contratantes y 24. Comités Mixtos de Productividad; separando las funciones y reservando aquellas que son competencia exclusiva de la Dirección General.
- ✓ Se establece Cláusula 50, la obligación de elevar la dignidad humana, la no discriminación y el respeto indeclinable de los derechos humanos.
- ✓ Se acordó la revisión de más de 4,000 Convenios que se habían suscrito con anterioridad entre CFE-SUTERM a fin de determinar su vigencia y aplicabilidad, así como cancelar aquellos que no sean congruentes con las necesidades de operación de CFE.
- ✓ Se restituyeron los años de servicio y edad para ejercer el derecho a jubilación, beneficiando a más de 45 mil trabajadores, derivado de que en la revisión del CCT 2016-2018 se incrementaron los años de servicio.
- ✓ En cumplimiento al Artículo 65, fracción XII de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, se excluyó a los trabajadores de confianza, respetando los derechos y prestaciones que han disfrutado y, se emitirán dos reglamentos:
 - *Reglamento de Trabajo para los Servidores Públicos de Mando Superiores de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias*
 - *Reglamento de Trabajo para el Personal de Confianza de Mandos Medios y Operativos de la Comisión Federal de Electricidad*
- ✓ Incremento del 3.4% a los salarios tabulados de los trabajadores permanentes y temporales, beneficiando a más de 94 mil trabajadores.
- ✓ Se incrementó un día en el pago del incentivo grupal relacionado con la productividad, con lo que pasa de 15 a 16 días semestrales.

Evolución del Número de Trabajadores

Al cierre del año 2020, la CFE observó una plantilla de 93,830 trabajadores la cual se integra con 75,127 trabajadores permanentes (80.1%), 14,460 trabajadores temporales (15.4%) y 4,243 trabajadores eventuales (4.5 %).

Indicador	No. Trabajadores			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019/2018	2020/2019
Permanente	71,671	74,057	75,127	3.3	1.4
Temporal	15,605	14,077	14,460	- 9.8	2.7
Eventual	4,093	3,177	4,243	- 22.4	33.6
Total	91,369	91,311	93,830	- 0.6	2.8

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre de 2020.

Jubilados

Al cierre del ejercicio se tiene un registro de 50,626 jubilados, con un incremento del 1.5% (756 jubilados) respecto al 2019, en donde se tenían 49,870 jubilados.

De conformidad con la Cláusula 69 del Contrato Colectivo de Trabajo, el sistema de jubilaciones de la CFE se integra de conforme a lo siguiente:

- Apartado I.- Para aquellos trabajadores que ingresaron antes del 18 de agosto de 2008.
- Apartado II.- Para aquellos trabajadores que ingresaron a partir del 18 de agosto de 2008.

DISTRIBUCIÓN DE TRABAJADORES DE ACUERDO CON SU RÉGIMEN

Indicador	No. Trabajadores			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Apartado I, Beneficio Definido	40,665	40,521	40,166	0.4	0.9
Apartado II, CIJUBILA	46,611	47,613	49,421	2.1	3.8
Total Trabajadores	87,276	88,134	89,587	1.0	1.6

Fuente: Informe Nacional de Recursos Humanos de la CFE, diciembre de 2020.

Capacitación

Derivado de la pandemia, de un total 8,996,836 horas de capacitación, el 53% (4,762,669 horas) fue bajo la modalidad a distancia y el 47% (4,234,167 horas) en modalidad presencial; sin embargo, se observó un incremento del 12.6% con respecto al 2019 (7,987,096 horas).

Por lo anterior, el ejercicio de recursos disminuyó en un 53.8% al pasar de 328.6 MP a 151.7 MP, con una mayor reducción (64.4%) de capacitación en el Corporativo, de alrededor de 56.5 MP.

INVERSIÓN EN CAPACITACIÓN

Corporativo / EPS	Millones de Pesos			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Corporativo	78.0	87.7	31.2	12.4	-64.4
EPS CFE Distribución	95.8	128.3	80.3	33.9	-37.5
EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos	62.2	38.5	11.4	-38.1	-70.4
EPS CFE Transmisión	17.4	28.6	14.0	64.1	-51.0
EPS de Generación	37.7	45.5	14.9	20.5	-67.3
Total	291.1	328.6	151.7	12.8	-53.8

Fuente: Essbase (fuente oficialmente reconocida y establecida por la Dirección Corporativa de Finanzas para elaborar reportes presupuestales).

Personal Capacitado y temática

En el 2020 se logró la capacitación de 806,160 participantes, superior en un 27.3% respecto al año anterior (633,429 participantes); observándose en los temas de Desarrollo Humano y Capacitación Transversal incrementos del 325.9% y 105.9%, respectivamente, debido a la mayor oferta en línea.

Temática	Participantes			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Desarrollo Humano	10,255	6,334	26,976	-38.2%	325.9%
Transversal	46,149	63,343	130,413	37.3%	105.9%
Técnico o especialidad	451,231	557,418	647,098	23.5%	16.1%
Estudios escolarizados	5,128	6,334	1,673	23.5%	-73.6%
Total	512,763	633,429	806,160	23.5%	27.3%

Ética Corporativa e Igualdad de Género

Durante el ejercicio que se reporta la CFE mantuvo su compromiso de impulsar la ética y contribuir a la integridad pública, como elementos estratégicos para la prevención de posibles actos de corrupción.

Es importante destacar que en la “Encuesta de Percepción del Cumplimiento de los Principios y Valores del Código de Ética 2020” aplicada por la SFP (Secretaría de la Función Pública), la CFE obtuvo un promedio general de 9.

Unidad de Género e Inclusión

En diciembre del 2020, el Consejo de Administración aprobó el “*Programa de Igualdad de Género e Inclusión 2020-2024*”, que tiene como objetivo institucionalizar la perspectiva de género y fomentar entornos laborales libres de violencia de género.

El Director General firmó el “*Pronunciamiento Cero Tolerancia de las Conductas de Hostigamiento Sexual y Acoso Sexual en la CFE*”, reiterando el compromiso de reprobado cualquier conducta de hostigamiento sexual.

Y se inició con la operación de la aplicación móvil para recibir denuncias por hostigamiento/acoso sexual en la CFE, con el objeto de favorecer la comunicación directa y atender la problemática.

Capacitación en materia de género

La Unidad de Género e Inclusión, impartió cursos, talleres y conferencias a más de 7,800 trabajadores en temas de género, igualdad entre mujeres y hombres y prevención de violencia de género, con la participación de trabajadores y personal que conforma la Red de Enlaces de Género de la CFE y se impulsaron las siguientes campañas de difusión:

- Prevención del hostigamiento sexual/acoso sexual
- Protocolo de Actuación con Perspectiva de Género en la Investigación y Substanciación de Quejas y Denuncias
- Cero Tolerancia a las conductas de hostigamiento sexual y acoso sexual
- ¿Sabes qué es la discriminación por motivos de género?

RESULTADOS DE LA TRANSFORMACIÓN DEL MODELO DE ADQUISICIONES

Derivado del diagnóstico integral del modelo de adquisiciones de la CFE, se definieron propuestas de cambio en tres ejes:

- **Estructurales**
 - Reconocimiento de la función de inteligencia de mercado, en el procedimiento de contratación como parte estratégica de la CFE.
 - Creación del área especializada de inteligencia y análisis de mercado.
 - Atribución a la Gerencia de Abastecimientos, de la responsabilidad de supervisión de las distintas áreas contratantes y, de ser el área normativa del Corporativo para regular la relación entre los proveedores y la CFE.
- **Proceso de Contratación**
 - El Programa Anual de Contrataciones adquiere carácter de obligatorio.
 - Los estudios de necesidades, ICM (Investigación de Condiciones de Mercado) y pliego de requisitos se elaborarán por áreas especializadas independientes del área contratante.
 - Controles integrales para la adquisición de compras y servicios menores.
- **Contratos**
 - Requisitos más rígidos para la subcontratación.
 - Eliminación del monto límite para los Convenios Marco.
 - Aumento de requisitos para la procedencia de un incremento al Contrato.
 - Rescisión de Contratos, sin necesidad de una resolución jurídica.

En 2020 comenzó a operar la GIAM (Gerencia de Inteligencia y Análisis de Mercados), área técnica encargada de apoyar tanto a las áreas requirentes de la CFE y de las EPS, como al área

contratante del Corporativo, con el objeto de aportar información estratégica sobre estudios de mercado, condiciones técnicas y económicas de los procedimientos de contratación; así como costos de bienes, arrendamientos y servicios que se requieren para una operación productiva, eficiente y competitiva, que aseguren las mejores condiciones para la empresa.

La nueva Gerencia integra un equipo multidisciplinario, que incluye economistas, ingenieros, administradores, internacionalistas, politólogos, entre otros profesionales, permitiendo que las adquisiciones de bienes y servicios sean un pilar estratégico para la empresa, al lograr con los ahorros y optimización de recursos que se puedan destinar a proyectos prioritarios, en materia de energía eléctrica para el bienestar de los ciudadanos.

En diciembre de 2020, la GIAM con una plantilla de 46 profesionistas realizó y envió a las diferentes áreas requirentes 814 ICM, dando certeza a los procedimientos de contratación y a las áreas requirentes sobre las condiciones comerciales prevalecientes en el mercado de los bienes y servicios contratados; situación que contribuyó en forma determinante durante la Contingencia Sanitaria, a enfrentar el reto en la obtención de insumos, producción, cadena de suministros, etc.

Derivado de la publicación en el DOF (Diario Oficial de la Federación) el 29 de noviembre de 2019, de diversas modificaciones a las Disposiciones Generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la CFE, se implementaron en el 2020 algunos cambios importantes, como mayores controles para la subcontratación y los contratos bajo demanda; así como, la obligación de verificar que las condiciones de contratación para el incremento de los contratos sean las más convenientes para la CFE mediante la determinación de su procedencia, por parte de ésta área especializada.

Con las acciones mencionadas, se lograron durante el 2020 ahorros por 11,291 MP, con respecto a lo presupuestado, en los procedimientos de contratación desarrollados al amparo de las Disposiciones Generales, la CFE y sus EPS.

AVANCES DEL DIAGNÓSTICO SOBRE EL MODELO DE CONTRATACIÓN DE OBRA PÚBLICA

Durante el 2020, se elaboró un diagnóstico integral en materia de obras y servicios relacionados, el cual utilizó las siguientes herramientas metodológicas:

- Análisis de los procedimientos de contratación de obra, con especial énfasis en el análisis de riesgos, para prevenir posibles de actos de corrupción.
- Se celebraron entrevistas al personal de DCIPI (Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura), respecto al proceso de contratación de obras en la CFE, a fin de conocer sus experiencias e inquietudes.
- Se analizaron las mejores prácticas en materia de contratación de obra y la manera en que se llevan a cabo en diferentes empresas.
- Mapeo de los procesos de contratación, tanto de obra pública financiada como presupuestada.
- Revisión de las principales funciones y actividades de las áreas, tanto a nivel formal como funcional.
- Identificación de las decisiones estratégicas y los responsables de cada una de ellas.
- Elaboración de propuestas y recomendaciones para mejorar las áreas de oportunidad detectadas.

El diagnóstico determinó 3 elementos del proceso de contratación de obras y servicio: Normatividad, Estructura y Procesos, determinándose que los mecanismos de control interno en

la contratación de obra eran deficientes y con altas posibilidades de corrupción, toda vez que la DCIPI, participaba de todas las etapas del proceso de obra, siendo tanto el área requirente como la contratante.

Debido a lo anterior, se propuso separar el área técnica de la contratante, quedando dentro de la DCIPI todas aquellas áreas técnicas relacionadas con el proceso de planeación, diseño y seguimiento; y las áreas enfocadas en el proceso propio de la contratación dependan de la Dirección Corporativa de Administración, con la creación de una nueva Subdirección de Contratación y Servicios, convirtiendo ésta en el área contratante del corporativo de la CFE.

CONTRATACIÓN DE ARRENDAMIENTO VEHICULAR

La CFE realizó un Concurso Abierto Internacional bajo la Cobertura de los Tratados de Libre Comercio No. CFE-0001-CASAT-0023-2019, para el arrendamiento de vehículos terrestres con vigencia hasta el primer trimestre del 2024; adjudicando en dicho procedimiento 42 Partidas a cuatro proveedores, en las que se contrató el servicio de 9,856 vehículos nuevos tipos Pick Up, Van de Pasajeros, Van de Carga y Sedanes, los resultados en el ejercicio 2020 fueron los siguientes:

- Se aseguraron las mejores condiciones para la CFE, por lo que se generó un ahorro de 3,023.6 MP por el periodo 2020-2024, que significa un ahorro promedio anual de 755.9 MP aproximadamente, respecto al contrato de 2019.
- Se redujo el número de vehículos asignados a funcionarios, se reasignaron a la operación y se optimizaron las características de los vehículos arrendados para cubrir las necesidades de la CFE a un costo menor.
- Aumentó el número de proveedores de arrendamiento automotriz, al pasar de 2 a 4 proveedores de 2019 a 2020.

ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS DE HELICÓPTEROS

La CFE para garantizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores en todo momento, emplea el servicio de transportación aérea para atender oportunamente las diferentes actividades operativas, tales como: revisión y mantenimiento de líneas de las EPS de 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 2020, se realizaron **8,800 horas de vuelo**, transportando a **12,306 pasajeros** y **161,090 kgs. de carga**, atendiendo la programación de vuelos y las necesidades extraordinarias de las EPS, sin accidentes o incidentes en las operaciones de vuelo; asimismo, se atendió con éxito junto a las EPS CFE Transmisión y CFE Distribución, los siguientes eventos:

- Incendio en la península de Yucatán, en el mes de marzo.
- Temporada de huracanes, del mes de mayo a noviembre.
- Inundaciones en el estado de Tabasco, en el mes de noviembre.

La cobertura realizada fue posible, con la entrada en vigor en el mes de enero de 2020 de la contratación de 7,200 horas anuales de vuelo garantizadas y la ampliación de la contratación a inicios del mes de diciembre, por 2,740 horas adicionales, con un precio inferior en un 48% en promedio.

Con dicha ampliación se cubrió la operación regular de la UTA (Unidad de Transportes Aéreos) del mes de diciembre y se previó lo necesario para cubrir las necesidades operativas programadas en el primer trimestre del 2021, representando un ahorro de 114 MP para el periodo de diciembre del 2020 a marzo del 2021.

REPORTE GENERAL DE CONTRATACIONES

Como se observa en el cuadro siguiente, en el 2020 la CFE y sus EPS, adjudicaron 9,716 procedimientos de contratación, en donde el 92.8% fue mediante concursos abiertos, lo que represento el 69% (38,538 MP) del monto total adjudicado; mientras que las adjudicaciones directas solo significaron el 7.0 de los procedimientos, equivalente al 30.8% del monto total adjudicado.

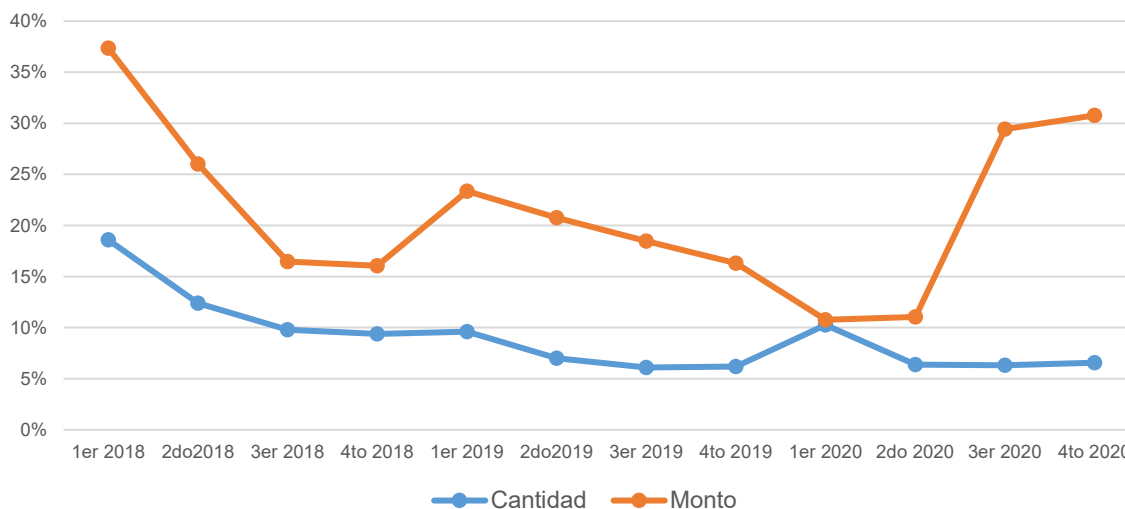
Contrataciones y Monto Adjudicado CFE Corporativo y EPS

Tipo de Procedimiento	Procedimientos		Monto	
	No.	Estructura %	Millones de Pesos	Estructura %
Concursos Abiertos	1,817	18.7	28,570	51.2
Concursos Abiertos Simplificados	7,197	74.1	9,968	17.8
Subtotal	9,014	92.8	38,538	69.0
Invitaciones Restringidas	24	0.2	107	0.2
Adjudicaciones Directas	678	7.0	17,182	30.8
Total	9,716	100.0	55,827	100.0

Fuente: informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre de 2020.

En la gráfica siguiente se muestra el comportamiento de las adjudicaciones directas durante el periodo 2018 – 2020:

Gráfica 1
Comportamiento de Adjudicaciones directas, periodo 2018 – 2020



Fuente: informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre de 2020.

Es importante mencionar, que el 89.3% del total contratado (55,827 MP) corresponde a adquisición y arrendamiento de bienes muebles y contratación de servicios y el 10.7% restante a obras y servicios relacionados.

Monto total contratado por materia de contratación

Materia de contratación	Monto Contratado Millones de Pesos	Estructura %
Adquisiciones, arrendamientos y servicios	49,829	89.3%
Obras y servicios relacionados	5,998	10.7%
Total	55,827	100%

Fuente: informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre de 2020.

Como resultado de los procedimientos desarrollados al amparo de las Disposiciones Generales, en donde se utilizaron mecanismos como la consolidación, la subasta y el precio base de descuento, en la CFE y sus EPS se logró un ahorro total de 11,291 MP, respecto a lo presupuestado, con la siguiente distribución:

Porcentaje de ahorro por objeto y tipo de procedimiento

Objeto del Procedimiento	Ahorro	
	MDP	Distribución%
Adquisiciones	4,225	37.4
Arrendamientos	3	0.03
Servicios	6,184	54.7
Obras	855	7.6
Servicios Relacionados	24	0.2
Total	11,291	100.0

Tipo de Procedimiento	Ahorro	
	MDP	Distribución%
Concurso Abierto	7,292	64.6
Concurso Abierto Simplificado	2,124	18.8
Invitación Restringida	13	0.12
Adjudicación Directa	1,862	16.5
Total	11,291	100.0

Fuente: informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre de 2020.

El 61.5% del monto total contratado al amparo de las Disposiciones Generales, se adjudicó a través de procedimientos de contratación realizados por el Corporativo de CFE (incluye unidades de negocio) y el 38.48% restante por las EPS. Los montos adjudicados por el Corporativo de la CFE y por cada una de sus EPS, fueron los siguientes:

Montos adjudicados por CFE Corporativo y sus EPS

Empresa Contratante	Monto Millones de Pesos	Distribución %
Corporativo CFE (incluye unidades de negocio)	34,346	61.5
CFE Generación I	1,527	2.7
CFE Generación II	1,294	2.3
CFE Generación III	2,278	4.08
CFE Generación IV	6,038	10.8
CFE Generación V	13	0.02
CFE Generación VI	1,826	3.3
CFE Transmisión	1,350	2.4
CFE Distribución	5,894	10.6
CFE Suministrador de Servicios Básicos	647	1.2
CFE Telecomunicaciones e Internet para Todos	614	1.1
Total	55,827	100

Fuente: informe de los resultados generales de las contrataciones realizadas en el periodo enero – diciembre de 2020.

Las principales **20 contrataciones** realizadas durante el año 2020, se observan a continuación y ascienden a 23,180 MP que representan el 41.5% del monto total adjudicado (55,827 MP).

Principales 20 contrataciones durante 2020

Descripción	Área Contratante	Procedimiento de Contratación	Monto Millones de Pesos
Servicios de mantenimiento y servicios especializados durante la 20 ^a , 21 ^a , 22 ^a recargas de combustible nuclear de la unidad 1, así como la 17 ^a y 18 ^a recargas de combustible nuclear de la unidad 2.	Gerencia de Abastecimientos	Adjudicación Directa	5,883
Servicio de arrendamiento de transportes terrestres.		Concurso Abierto	4,755
Adquisición de medidores de baja tensión.		Concurso Abierto	1,554
Iluminación de fibra óptica oscura de CFE mediante tecnología DWDM-LH de CFE TEIT.		Adjudicación Directa	1,187
Servicio de radio troncalizado.		Concurso Abierto	80
Adquisición plurianual SCADA Red Eléctrica Inteligente.		Concurso Abierto	892
Servicio de fabricación de ensamblajes de combustible nuclear y servicio de ingeniería asociados para la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.		Adjudicación Directa	859
Suministro de refacciones y supervisión técnica especializada para la instalación, pruebas y puesta en servicio de componentes de compresor y turbina de gas unidades 8 y 9 de la CCC Presidente Juárez.	CFE Generación III	Adjudicación Directa	825
Adquisición de bienes y contratación del servicio de asistencia técnica especializada para el mantenimiento mayor tipo C de las turbinas de gas modelo GT11N2.	Gerencia de Abastecimientos	Concurso Abierto	669
Mantenimiento mayor overhauled para las centrales turbogas Aragón No. de serie 192-210, Coyotepec II No. de serie 192-218 y Coapa No. de serie 192-110.	CFE Generación I	Concurso Abierto	639
Adquisición de equipos de red de datos operativa REI.	Gerencia de Abastecimientos	Concurso Abierto	600
Suministro, rehabilitación de componentes y servicio de mantenimiento de las turbinas de gas 1 y 2 M501F y válvulas de admisión de vapor a turbina de vapor TC2F de la Central Ciclo Combinado Chihuahua.	CFE Generación IV	Adjudicación Directa	590
Adquisición de alambre y cable de acero.	Gerencia de Abastecimientos	Concurso Abierto	555
Fabricación y suministro de banco completo optimizado con nueva tecnología del SH2, SH3, RH2 y economizador de las unidades 1 y 2, con destino para la Central Termoeléctrica Villa de Reyes.	CFE Generación IV	Adjudicación Directa	553
Servicios de telefonía fija, servicios de banda ancha, enlaces dedicados MPLS y 071.	Gerencia de Abastecimientos	Adjudicación Directa	534
Renovación de los derechos de uso del licenciamiento de software del fabricante Microsoft bajo un esquema de licenciamiento corporativo.		Adjudicación Directa	489
Adquisición de seccionadores de distribución subterránea.		Concurso Abierto	35
Adquisición de componentes alabes de turbina, canastas y transiciones de gas, adquisición de consumibles de turbina de gas y turbina de vapor, así como los servicios de mantenimiento e inspección.		Concurso Abierto	435
Adquisición de vehículos chasis		Concurso Abierto	422
Adquisición de cables para acometida		Concurso Abierto	324
		Subtotal	
Otros (9,696) procedimientos de contratación			32,647
	Total		55,827

Fuente: Información proporcionada por la Gerencia de Abastecimientos, la Subdirección de Estructuración de Proyectos y por las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE, respecto de procedimientos de contratación concluidos en el periodo 01 de enero al 31 de diciembre de 2020.

COMPRAS CONSOLIDADAS

Durante el ejercicio que se reporta, la CFE a través de la Gerencia de Abastecimientos, adjudicó 87 procedimientos de contratación en los que utilizó el mecanismo de consolidación, con lo que se obtuvo un ahorro de 2,315 MP, con respecto a lo programado.

Compras Consolidadas 2020

Requirente	Cantidad	Monto Millones de Pesos				% de Ahorro (E)=D/(A-C)
		Presupuesto (A)	Adjudicado (B)	Desierto ©	Ahorro (D)=A-B-C	
CFE – EPS (Conjuntas)	4	707	453	175	79	14.8
CFE Transmisión	33	4,265	2,559	616	1,090	29.9
CFE Distribución	46	11,279	7,945	2,260	1,074	11.9
CFE Suministrador de Servicios Básicos	4	590	518	-	72	12.2
Total	87	16,841	11,475	3,051	2,315	16.8

Las principales **20 Contrataciones Consolidadas** que se realizaron, en donde mayores ahorros se obtuvieron, por un monto de 1,885 MP que significan el 81.4% de los ahorros totales (2,315 MP):

Principales Compras Consolidadas con mayor ahorro obtenido (Procedimiento Concurso Abierto)

Descripción	Empresa Requirente	Ahorro Millones de Pesos
Adquisición de equipos de red de datos operativa REI.	CFE Transmisión	463
Servicio de radio troncalizado.	CFE Distribución	345
Adquisición plurianual SCADA red eléctrica inteligente.	CFE Transmisión	292
Radiocomunicación de voz DMR TIER III en VHF y UHF.	CFE Distribución	130
Adquisición de medidores de baja tensión.	CFE Distribución	105
Adquisición de vehículos chasis.	CFE Distribución	90
Comunicaciones unificadas del proyecto REI.	CFE Transmisión	66
Tableros de protección, control y medición (PCyM).	CFE Distribución	63
Adquisición de equipo de cómputo.	CFE y EPS's	48
Adquisición de mobiliario con destino a los Centros de Atención de Clientes de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos.	CFE Suministrador de Servicios Básicos	34
Adquisición de tableros blindados tipo PM y SF6.	CFE Distribución	30
Servicio de impresión de avisos-recibos bimestrales, bimestrales doble periodo, mensuales, horarios y horarios doble periodo.	CFE Suministrador de Servicios Básicos	27
Adquisición de equipo de cómputo.	CFE y EPS's	26
Adquisición de transformadores de medida.	CFE Distribución	26
Suministro de equipo operativo (equipo de prueba).		24
Adquisición de sistemas EMS/SCADA para el proyecto REI.	CFE Transmisión	24
Adquisición de herrajes para cable OPGW y ADSS conectividad fibra óptica REI		24
Adquisición de transformadores de distribución.	CFE Distribución	23
Adquisición de relevadores.	CFE Transmisión	23
Amplificadores ópticos PPI y REI		22
	Subtotal	1,885
	Otros (67 procedimientos consolidados)	430
	Total	2,315

Fuente: Información proporcionada por la Gerencia de Abastecimientos, respecto de procedimientos de contratación concluidos en el periodo 01 de enero al 31 de diciembre de 2020.

MODERNIZACIÓN DEL SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATACIONES.

Durante 2020, con el apoyo de la CST (Coordinación de Servicios Tecnológicos), la CAS (Coordinación de Administración y Servicios) se ampliaron las funcionalidades y alcances del Sistema Electrónico de Contrataciones:

- **Atracción de Procedimientos.** Permite que un agente contratante de la Dirección Corporativa de Administración o de la Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura (DCIPI), que tenga asignado este rol, para intervenir los procedimientos de contratación de cualquier EPS/área contratante para que sea atraído al Corporativo.
- **Proveedores y Contratistas.** Mejora en la gestión de proveedores y actualización del reporte Portal del Obligaciones de Transparencia que se entrega periódicamente a la Unidad de Transparencia.
- **Contratos.** Gestiona los contratos derivados de los procedimientos de contratación del MSC.
- **Actas.** Gestiona de forma estandarizada las plantillas de actas que se utilizan en un procedimiento de contratación desde su publicación hasta su fallo.
- **Investigación y Análisis de Mercado.** Sistematiza los procesos de la Gerencia de Investigación y Análisis de Mercado.
- **Aplicación Móvil del SEC (CFE Proveedores).** Durante el mes de septiembre se contrató el desarrollo de una aplicación para dispositivos móviles que permite extender en un ambiente móvil la consulta pública de concursos, así como diversas funcionalidades.
- **Fortalecimiento a la Seguridad de la Información.** Se fortaleció la seguridad del Sistema de acuerdo con la estrategia de Ciberseguridad de la CFE.
- **Soporte Técnico.** Se brindó soporte técnico especializado a usuarios internos y a proveedores y contratistas; atendiendo 1,545 reportes a través del Sistema de Mesa de Servicio del CST.
- **Normatividad:** Se dieron los accesos para de acuerdo con la normatividad, el Sistema Electrónico de Contrataciones lleve el registro de las órdenes de compra.

SISTEMA ELECTRÓNICO DE CONTRATACIONES Y APP MÓVIL

Con la finalidad de contar con una herramienta que permita automatizar y digitalizar los procedimientos de contratación, en forma conjunta la Coordinación de Administración y Servicios y la Coordinación de Servicios Tecnológicos, desarrollaron una serie de funcionalidades en el marco del Sistema Electrónico de Contrataciones (SEC), para vincular el presupuesto de manera directa con las contrataciones, habilitar la firma electrónica en los distintos actos de los procedimientos, así como la gestión de información de los proveedores para generar análisis de riesgos desde la ICM (Investigación de Condiciones de Mercado). Los trabajos realizados durante 2020 en el SEC, fueron los siguientes:

- **Módulo de Integración de Contrataciones – SII – SAP:** Integra el Sistema Institucional de Información SAP con los procedimientos de contratación, a fin de que el presupuesto este vinculado desde un inicio y se generen posteriormente los contratos de forma automática.
- **Módulo de Actas:** Capacidad de gestionar las actas que se utilizan en las contrataciones de obras y abastecimientos, desde su publicación hasta el fallo.
- **Gestión de Proveedores Investigaciones de Condiciones de Mercado:** Contiene el Padrón de Proveedores y Cédula de Posible Proveedor.

Adicionalmente, se desarrolló el proyecto de mejora de la APP-SEC, mediante la que los proveedores y contratistas podrán revisar el estatus de su registro, manifestar su deseo en participar, agregar a favoritos los concursos de su interés y consultar los procedimientos de contratación vigentes o históricos de la CFE, con el objeto de contar con medios de difusión ágiles

y extender un ambiente móvil para la consulta pública de concursos y con ello incrementar la participación de nuevos proveedores y contratistas, fomentar la libre competencia y garantizar el principio de transparencia a la información pública,

Para ello, se diseñaron diversos documentos denominados Historia de Usuarios, con diferentes módulos de la APP:

- **Módulo Mis Concursos.** Permitirá encontrar todos los procedimientos en los que manifestó su deseo de participar.
- **Módulos Favoritos.** Para visualizar la información general de todos los procedimientos que hayan sido de su interés y agregado a favoritos con anterioridad.
- **Últimos Avisos.** Permitirá visualizar los últimos avisos por medio del dispositivo móvil con la notificación emergente "Tiene un nuevo aviso".
- **Módulo Sugerecias de Concursos.** Para consultar información general de todos los concursos que se le han sugerido con base al interés de prestar un servicio o proporcionar un bien.
- **Módulo Cotizaciones.** Permitirá consultar y descargar las cotizaciones solicitadas e históricas.

COMPARATIVO RECURSOS MATERIALES 2019-2020

La Unidad de Servicios Generales y de Apoyo (USGA), en el 2020 ejerció 283.4 MP en gasto de operación, para la atención de actividades sustantivas, con la siguiente distribución del presupuesto por tipo de actividad:

Presupuesto ejercido por tipo de actividad sustantiva en 2020

-Millones de Pesos-

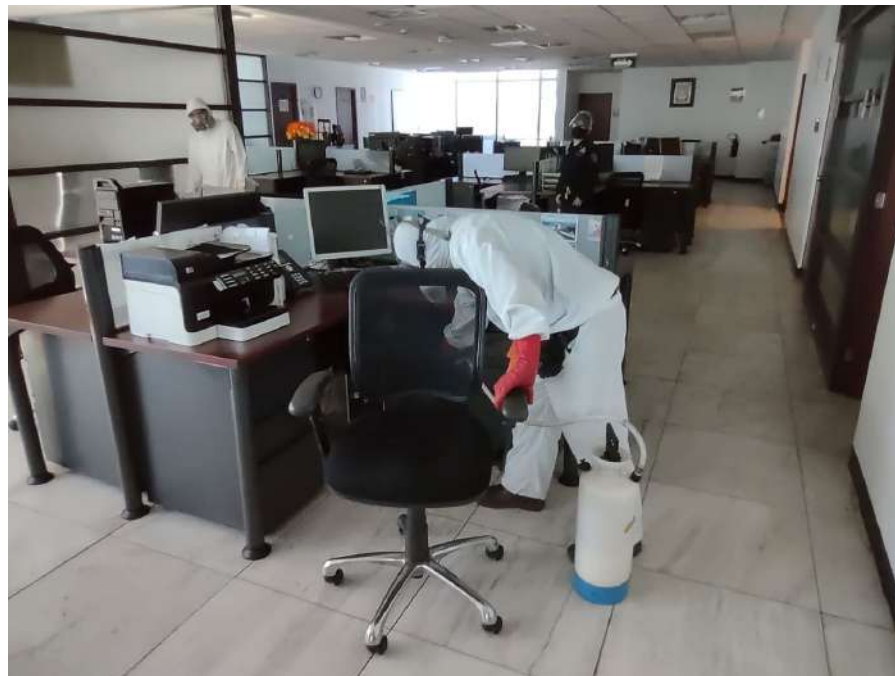
Concepto	2019	2020	Variación	
			Absoluta	%
Suministro de Pasajes Aéreos	178.6	63.6	- 115.0	- 64.4%
Arrendamiento	64.7	65.5	0.8	1.3%
Servicio de Impresión, Fotocopiado, Escaneo	62.7	37.1	- 25.6	- 40.8%
Servicio de Seguridad y Vigilancia	62.6	68.1	5.5	8.7%
Otros Servicios	35.1	27.4	- 7.7	- 22.0%
Mantenimientos Diversos	26.1	13.3	- 12.0	- 49.1%
Materiales y Suministros	6.7	8.4	- 115.0	- 25.4%
Total	436.6	283.4	- 153.2	- 35.1%

Fuente: Sistema Institucional de Información SAP. Febrero 2021

El gasto se redujo en 35.1% (153.2 MP) respecto al 2019, debido a los efectos de la Contingencia Sanitaria, toda vez que disminuyeron muchas actividades en la empresa, generando un menor gasto en los conceptos de Pasajes Aéreos y Servicio de Fotocopiado; no obstante, se prevé que en cuanto regrese el personal se incremente el gasto en estos rubros, con las posibles adecuaciones por el regreso de todo el personal a las instalaciones, que requerirá tomar nuevas medidas para preservar la salud del personal que labora en la Empresa.

Anexo: Reporte fotográfico

Acciones emprendidas en los inmuebles del Corporativo:



Contratación de arrendamiento vehicular:





Administración de contratos de helicópteros:



BIENES INMUEBLES

Sistema de Control y Administración de Bienes Inmuebles

En el ejercicio del 2020, se realizó e implementó el Sistema de Control y Administración de Bienes Inmuebles (SICABIN), derivado del convenio de intercambio tecnológico entre el INDAABIN (Instituto de Administración y Avalúos de Bienes Nacionales) y la CFE, con el objeto de hacer eficientes los procesos de registro, administración y control del patrimonio inmobiliario de la CFE y de sus EPS, iniciando con la capacitación del personal designado que se encuentra a cargo de su operación. Dicho sistema ha permitido homogenizar y dar certidumbre sobre la información de los inmuebles existentes.

Programa de Actualización y Regularización del Patrimonio Inmobiliario

Se actualizaron las “Políticas que regulan la adquisición, arrendamiento, administración, gravamen, enajenación, uso y aprovechamiento de los inmuebles de la CFE, sus EPS y en su caso EF”, con objeto de someterlas a la aprobación del Consejo de Administración, previa opinión del Comité Inmobiliario de la CFE y proceder a la integración del Programa de Actualización y Regularización del Patrimonio Inmobiliario.

Arrendamiento

Conforme a las disposiciones aplicables en materia de precios y operaciones inter-empresas, la CFE celebró contratos de arrendamiento de bienes inmuebles de su propiedad con las EPS CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Generación III, obteniendo en 2020 ingresos por un monto de 56.9 MP, antes de IVA.

El monto por arrendamiento de bienes inmuebles en 2020, observó un incremento del 2.9% con respecto a lo obtenido en el año anterior, debido a que se actualizó el valor del arrendamiento con el Índice Nacional de Precios al Consumidor (INPC), como se puede observar en el cuadro:

**Comparativo del Arrendamiento de Bienes Inmuebles
2018-2020**

Programa	Cifras (Millones de pesos)			Variaciones %	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Arrendamiento de inmuebles a las EPS	75.6	55.3	56.9	-26.9	2.9

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Enajenación de Bienes Inmuebles. Cifras al 31 de diciembre de 2020. Cifras en Millones de pesos.

BIENES MUEBLES

Se realizaron 316 eventos de enajenación de bienes muebles no útiles en la CFE, con lo que se obtuvieron 91.0 MP de ingresos, por los conceptos: Desecho No Ferroso (84%), Desecho Ferroso (10%), Cenizas de Carbón (3%), Escorias, Cenizas y Lodos de Combustóleo (2%) y Vehículos (1%). Ingresos inferiores a los 287.3 MP programados y menores en un 20.3% con respecto al 2019, por la suspensión y cancelación de 6 licitaciones públicas consolidadas, derivado de las medidas adoptadas para atender la contingencia sanitaria.

**Enajenación de Bienes Muebles No Útiles
Programado vs Realizado**

Programado vs Realizado	Monto (Millones de Pesos)			Variaciones (%)	
	2018	2019	2020	2019 / 2018	2020 / 2019
Programa Anual de Disposición Final de Bienes Muebles de CFE	313.4	194.1	287.3	- 38.1	48.0
Enajenación de Bienes No Útiles	666.7	114.2	91.0	- 82.9	- 20.3

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos - Unidad de Enajenación de Bienes Muebles. Cifras al 31 de diciembre de 2020. Cifras en Millones de pesos

PROGRAMA DE ASEGURAMIENTO INTEGRAL

El portafolio de seguros de la CFE está constituido por 6 pólizas y un Esquema de Administración de Pérdidas denominado Bienes y Riesgos Diversos que se integra en 4 partidas por especialidad del Riesgo. Dichos instrumentos proporcionan coberturas por daños materiales, que incluyen 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, edificios, entre otros), terrorismo, robo, responsabilidad civil, transporte y estadías, entre los más importantes.

Se realizó su renovación mediante el Concurso Abierto Nacional (No. CFE-0001-CASAN-0007-2020), para la Contratación del Programa de Aseguramiento Integral de la CFE, sus EPS y su Filial CFEEnergía 2020-2021, con vigencia al 30 de junio del 2021.

La partida 4 (Póliza Marítimo y Transportes Carga) se declaró desierta, por lo que se procedió a su contratación mediante el procedimiento de Invitación Restringida Nacional (No. CFE-0001-IRSAN-0003-2020), con fundamento en el artículo 80, fracciones V y VI de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, con vigencia de la póliza hasta el 23 de enero de 2022.

El costo de la renovación del programa de aseguramiento integral en 2020, ascendió a 72.5 MDD (millones de dólares) por concepto del pago de primas. La evolución del costo por el pago de primas aumentó en 6.1% (4.2 MDD) con respecto al 2019; en particular en la Póliza Integral, de mayor importancia por su costo y cobertura para la CFE, se observó un incremento de 2.1 MDD; principalmente por el endurecimiento del mercado derivado de las catástrofes a nivel mundial y el periodo de contratación del Programa de Aseguramiento Integral 2020-2021, que fue por 13.5 meses, con excepción de la Póliza Integral que fue solo por 367 días.

No obstante, se continuó con el desarrollo de la modelación matemática, física y financiera de los riesgos a los que está expuesta la infraestructura de la empresa. La estrategia tiene como propósito avanzar en el diseño de un esquema integral de Administración de Riesgos y permitir la contratación más eficiente de las pólizas de aseguramiento.

La identificación y modelación de los riesgos permite 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, así como calcular su impacto financiero e identificar qué parte del riesgo debe ser retenido y cuál transferido al mercado asegurador.

Es importante mencionar que, como parte del servicio de aseguramiento, las aseguradoras ganadoras de las partidas 1 (póliza Integral y Esquema de Administración de Pérdidas de Bienes y Riesgos Diversos) y 2 (pólizas que otorgan cobertura a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde) deben elaborar mediante despachos especializados los estudios de riesgos necesarios, mismos que aportan elementos significativos para el proceso de la modelación matemática física y financiera.

**Costo por el pago de primas del Programa de Aseguramiento Integral
2018-2020**

Póliza / Resultado	Costo de adjudicación por póliza (Millones de dólares)			Variación 2020/2019	
	2018*	2019	2020***	MDD	%
Integral	43.1	60.0	62.1	2.1	3.5
Daño Físico Central Nuclear Laguna Verde	3.4	5.9	6.6	0.7	11.9

Póliza / Resultado	Costo de adjudicación por póliza (Millones de dólares)			Variación 2020/2019	
	2018*	2019	2020***	MDD	%
Responsabilidad Civil Central Nuclear Laguna Verde	0.8	1.2	1.4	0.2	16.7
Responsabilidad Civil por Daño no Físico**	0.1	0.3	0.0	-0.3	-100.0
Marítimo y Transporte de Carga	0.3	0.9	2.4	1.5	166.7
TOTAL	47.7	68.3	72.5	4.2	6.1

Fuente: Coordinación de Proyectos Especiales y Racionalización de Activos. Unidad de Administración de Riesgos. Cifras en Millones de dólares.

*La vigencia 2018-2019 fue contratada por 6 meses, por lo que no es comparable.

**Para la vigencia 2020-2021, el concurso para esta póliza resultó desierto.

***La vigencia 2020-2021 se contrató por un periodo de 13.5 meses, a excepción de la Póliza Integral que fue

contratada por 367 días.

RENOVACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA EN LA CFE

Durante 2020 se impulsó la “Estrategia integral de actualización del equipo de cómputo personal en la CFE y sus EPS (2020-2023)”, con los siguientes resultados:

- Adquisición de 43,889 equipos: 24,394 equipos de escritorio de reciente generación y 19,495 equipos portátiles, con lo que se renovó el 68.6% del total de equipos de cómputo personal (64,000 equipos) de la CFE y EPS.
- Descuento promedio del 3.0% respecto al establecido en la ICM, en los equipos portátiles y del 18.1% en las computadoras de escritorio.
- Ahorro cuantificado en 480 MP aproximadamente, versus precios públicos de equipos de la misma marca y modelo a los adquiridos.

Actualización y reforzamiento de la seguridad del Sistema Telefónico del Corporativo, así como la renovación de equipo de comunicaciones de la plataforma de voz y red de comunicaciones:

- Se mejoró la seguridad del Sistema Telefónico del Corporativo;
- Homologación de las especificaciones técnicas para generar economías de escala a través de compras consolidadas para: Switches y Routers de TIC, Switches y Routers Industriales, así como equipos de Red Alámbrica.
- Adquisición consolidada de Switches y Routers de TIC e Industriales para las EPS's Generación III, Generación VI y para el Corporativo.
- Servicios GPRS para CFE Distribución, a fin de mejorar el aprovechamiento de dispositivos portátiles y mejorar la productividad del personal.
- En conjunto personal de la CFE Telecom, de la Dirección Corporativa de Negocios Comerciales y de la CST, se apoyó a la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos en la elaboración de especificaciones técnicas y aclaración de dudas en el Concurso para la renovación del Sistema 071.

Evolución del Modelo de Seguridad Informática de la CFE

Durante 2020, se realizaron diversas acciones para reforzar la estrategia de ciberseguridad de la CFE, encaminados a proteger la continuidad de los servicios, la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información:

- Servicio para continuidad de protección contra código malicioso, correo spam, phishing, control de medios de almacenamiento y herramienta endpoint protection and response.
 - Protección contra código malicioso a 60,000 equipos de cómputo.
 - Detección y contención de 1,116,855 incidentes de virus y 132,212 incidentes de ransomware, así como 98,771 incidentes de troyano malicioso.
 - Protección antispam de 23,498,455 mensajes entrantes, 4,600,076 correos libres de amenazas, 14,082,598 rechazados por amenazas, 3,814,667 correos con spam y 1,114 correos con virus.
- Seguridad en la nube para la protección de los portales contra ataques dirigidos y DDOS (Denegación Distribuida de Servicios): Se dio continuidad a la protección de 11 sitios y portales web y 17 zonas de DNS (Servidores de Nombres) institucionales con disponibilidad del 99.999%, con una contención de 19,461 amenazas.
- Sistema de análisis de vulnerabilidades y gestión de seguridad de la información:
 - Se implementó infraestructura para la detección de vulnerabilidades en activos sustantivos e infraestructura crítica de TIC.
 - Se llevó a cabo el inventario de infraestructuras críticas y se actualizó en el SIITIC (Sistema de Inventario de TIC).
 - Se detectaron sistemas operativos obsoletos con riesgos y dispositivos vulnerables, mismos que se reportaron al área usuaria para la solución correspondiente.
- Gestión, operación y monitoreo de infraestructura de ciberseguridad perimetral:

Se dio continuidad al esquema de ciberseguridad perimetral en 17 zonas y 17 dominios, a través de la Administración, Gestión, Análisis y Revisión de políticas de seguridad para la navegación en internet y la configuración y uso del DNS Público.
- Implementación del SGSI (Sistema de Gestión de Seguridad de la Información):

Se inició la ejecución del SGSI a través del modelo de gobierno de Seguridad de la Información definido, permitiendo elevar la postura de ciberseguridad de la CFE.
- Monitoreo, análisis, detección y respuesta:

Se dio seguimiento continuo y comunicación ante los eventos e incidentes de ciberseguridad reportados por la infraestructura de ciberseguridad, lo que permitió minimizar el riesgo e impacto de estos incidentes para afectar la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información y red de datos de la CFE y sus EPS.
- Análisis y evaluación de tecnologías de ciberseguridad de la información:

Se analizaron, probaron y evaluaron tecnologías y soluciones que permitirán a la CFE elevar la postura de ciberseguridad, así como las capacidades de monitoreo, detección, respuesta, contención, recuperación y mejora.
- Definición de esquemas y redes seguras:

Se apoyaron a las distintas áreas de la CFE y sus EPS para definir esquemas de conectividad remota segura a distintas soluciones tecnológicas como: DMZ (Zona Desmilitarizada), OT (Tecnologías Operativas), REI (Red Eléctrica Inteligente), Transmisión, SBC (Firewall), Teams y Conectividad remota segura para sitios.

AVANCES DE LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL Y ACCIONES DE TIC RELEVANTES

Durante el 2020, como parte de la Estrategia de Transformación Digital de la CFE, se realizaron impactos en diferentes áreas para maximizar el aprovechamiento de los recursos tecnológicos, así como para incrementar la productividad y disminuir los costos y lograr una mejor atención a los clientes.

Como parte de la Transformación Digital en materia de aprovechamiento de los recursos y reducción de costos, la CFE realizó la renovación de contratos de Licenciamiento Corporativo logrando importantes ahorros, como los siguientes:

- **Microsoft.** Ahorro de 0.8 MDD anuales y 2.3 MDD en 3 años.
- **Autodesk.** Ahorro de 2.5 MDD, incrementando el número de productos de 36 a 72 y el número de usuarios del software de 2,000 a 2,600.
- **Oracle.** Ahorro de 1.1 MP en el pago del soporte con relación a lo que se pagaba anteriormente, lográndose un ahorro de 3.3 MP por 3 años. Incremento de 8,000 licencias con un ahorro de más de 5,000 MP bajo otros modelos de licenciamiento del fabricante.
- **Adobe.** Ahorro anual de 0.1 MDD y 0.4 MDD en 3 años.

En materia de desarrollo y mantenimiento de Portales, se realizaron las siguientes actividades:

- Se desarrolló e implementó el Nuevo Portal Institucional de la CFE, mismo que tenía más de 5 años de no renovar su imagen, para mayor acercamiento al cliente. Durante el mes de diciembre tuvo un número de 1,516,515 visitantes.
- Adicionalmente se desarrollaron portales de trabajo internos para fomentar la comunicación y difusión de información dentro de la CFE, como lo son: Portal para la Unidad Coordinadora de Archivos, Mi CFE y Encuesta Siclo, la separación lógica del Portal del Subcomité de TIC, el desarrollo del Portal para la Unidad de Consejos y Comités, así como soporte técnico a los siguientes portales: Portal de Intranet, Portal del Consejo de Administración, Portales de Transparencia, Portal de Gestión de Consultas GAB, Portal del FHSSTE, Portal de Beneficios para los Trabajadores y para el Sistema Integral de Gestión.

Con el fin de incrementar la productividad y lograr una mejor automatización de los procesos operativos y administrativos de la CFE, se desarrollaron los siguientes sistemas:

Sistema de Plataforma de Gestión de la Gerencia de Desarrollo Social: Aplicación para fines de consulta, explotación, mantenimiento, y difusión de la información en el ámbito de las inversiones sociales, gestión de donativos, alcance de los diversos eventos sociales/culturales de la CFE y gestión de los riesgos sociales.

App de Acoso Sexual: Aplicación móvil para informar y denunciar casos de hostigamiento y acoso sexual que tuvieran lugar en la CFE.

Sistema de Consulta y Sugerencias: Modificación del sistema desarrollado, derivado de las observaciones hechas por la Dirección de Administración.

Modernización del Sistema Electrónico de Contrataciones. Se ampliaron las funcionalidades y alcances del Sistema Electrónico de Contrataciones

Sistema para la Atención de Emergencias (SISNAE-COVID19): Sistema de seguimiento a la situación de salud de los trabajadores de la CFE

Sistema de registro de las Compras en materia de COVID – 19: Sistema para el registro de la información de las compras derivadas de la pandemia

Como parte de la estrategia para incrementar la productividad y el aprovechamiento de los

recursos tecnológicos, durante 2020 se realizaron actividades en Directorio Activo de la CFE para fortalecer la seguridad de la red de datos.

Se implementaron herramientas basadas en la nube para identificar, detectar e investigar amenazas avanzadas, identidades puestas en peligro y acciones malintencionadas dirigidas a la organización efectuadas por usuarios internos, para mantener una bitácora de eventos de los controladores de dominio, para fortalecer la configuración de seguridad, así como el ingreso de usuarios y equipos al dominio cfe.mx.

- Actualmente existen 38,858 usuarios activos y 45,200 equipos activos.
- Se apoyó con capacitación y soporte a enlaces informáticos para la integración usuarios y equipos.
- Se fortaleció el sistema de monitoreo de controladores de dominio y DNS.

Como estrategia de incremento de la productividad, durante el 2020 se incrementó el número de usuarios de correo electrónico y herramientas colaborativas dentro de la CFE.

- 94,205 cuentas de correo electrónico.
- 437,556,024 correos electrónicos enviados y 108,166,776 recibidos.
- 250,000 videoconferencias internas y externas.
- 50,000 conexiones seguras para estas consultas.
- 140 comunicados masivos desde las cuentas comunicados CFE.
- Uso de licencias de O365: 42,899.

En materia de Gobierno de las TIC:

- Se incrementaron en un 24% (157) el número de iniciativas aprobadas respecto al 2019 (126 iniciativas)
- De 342 solicitudes de conformidades técnicas, se aprobó el 89% (305 solicitudes).
- El importe total por conformidades técnicas fue de 10,255.1 MP, de los cuales el 29% es del Corporativo, el 24.1% de CFE Distribución, el 23.1% de CFE Transmisión, el 15.5% de CFE Suministrador de Servicios Básicos y el restante 8.3% de otras.

Como parte de la estrategia de incremento en la productividad y reducción de costos, el Sistema de Administración Documental (SIADOC) permitió:

- Gestión de 81.1% más documentos respecto a 2019, al pasar de 78,350 a 141,883 documentos.
- Incrementar en un 23.3% el volumen de almacenamiento.
- Incorporar la gestión de las Investigaciones de Condiciones de Mercado a nivel nacional.
- Evaluar las ofertas técnicas y económicas de los proyectos de construcción a través del módulo de Oficina Digital por parte de CFE Distribución.
- Clasificar y almacenar 1,723 escrituras digitalizadas para el Fondo de la Habitación y Seguridad Social de los Trabajadores Electricistas (FHSSTE).
- Gestionar la documentación del Programa Anual de Capacitación (PAC).
- Gestionar la documentación de contratos del Corporativo y sus EPS para su supervisión por grupos auditores externos a la CFE.

Por otra parte, en 2020 se contabilizaron 200 modelos de información basados en inteligencia de negocios, enfocados principalmente a: Riesgos, Desempeño Empresarial, así como al Seguimiento de índices financieros de la CFE y sus EPS, análisis y estadísticas de indicadores para CFE Distribución, la atención de incidentes y requerimientos de TIC en la CST, de los precios

marginales locales del MEM (Mercado Eléctrico Mayorista) que publica el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), Cartera vencida, Incapacidades laborales y su costo, Expedientes documentales, Obras, Planeación y ejecución de los programas de capacitación y la gestión documental de los expedientes del Seguro de Vida Colectivo.

Finalmente, como estrategia de aprovechamiento de los recursos tecnológicos y la reducción de costos, se ha fomentado el uso de servidores virtuales para aprovechar al máximo los recursos tecnológicos con los que cuenta la CFE.

- Se centralizaron, estandarizaron y optimizaron bases de datos, aplicativos, sistemas informáticos de aproximadamente 1,500 sistemas informáticos de las diferentes áreas y procesos de la CFE.
- Se implementaron esquemas de respaldo automático y redundancia para la disponibilidad permanente de los servicios de TIC.
- Ambos Centros de Datos suman en conjunto cerca de 3 Petabytes de almacenamiento (un Petabyte es igual a 1 millón de Gigabytes).

Control Interno

Combate a la Corrupción.

La Dirección General de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) ha dado puntual seguimiento a los objetivos centrales de la actual Administración, por lo que, una vez que el Consejo de Administración aprobó, en febrero de 2019, el Programa Anticorrupción de la empresa, lo situó a cargo de la Coordinación de Control Interno; iniciando acciones contundentes para su implementación y seguimiento, tal como lo establece el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, en su numeral 1. Política y Gobierno: Erradicar la corrupción, el dispendio y la frivolidad.

Análisis de Fraude y Corrupción 2019

Costo de la Corrupción en México

El costo total a consecuencia de corrupción a nivel nacional fue de **\$12,770 millones** en 2019*.



*INEGI (Encuesta Nacional de Calidad e Impacto Gubernamental 2019)

De acuerdo con lo anterior, como medida para fortalecer la lucha contra la corrupción y evitar el desvío de los recursos, durante el 2020 la Coordinación de Control Interno mantuvo comunicación permanente con las áreas de la CFE, llevando a cabo reuniones de trabajo con los Enlaces designados; algunas de manera presencial y otras a través de medios remotos, con la finalidad de dar seguimiento y conocer las acciones y los avances realizados.

A partir de ahí, se detectaron áreas de oportunidad y riesgos en diversos procesos susceptibles de actos de corrupción, situación que resultó en la aplicación de acciones preventivas y correctivas a fin de atender los riesgos y sus factores.

El Programa Anticorrupción de la CFE, ha resultado ser una valiosa herramienta para que los servidores públicos de la empresa asuman la responsabilidad del cambio, con la nueva visión de la Dirección General en el combate frontal a la corrupción y con la adopción de mejores prácticas internacionales.

Así mismo, como producto de las actividades realizadas, se obtuvieron entre otros, los siguientes resultados:

- La Coordinación de Control interno colaboró en el desarrollo del nuevo Plan de Negocios para el periodo 2021-2025, basado en el proyecto de la Presidencia de la República.

- A través del área de Comunicación Corporativa, se llevó a cabo la difusión constante del Programa Anticorrupción.
- Se impartió capacitación al personal de la CFE y a las personas físicas y morales que participan en contrataciones públicas, para que conozcan y detecten las posibles conductas irregulares que los servidores públicos y particulares pueden cometer, incentivando de esta forma, la cultura anticorrupción y la denuncia de posibles actos o hechos de corrupción.
- Las Empresas Filiales, iniciaron la implementación de un Programa en Compliance Penal, derivado de la existencia de la figura de la responsabilidad penal para personas morales, constituyendo un elemento de suma importancia para la integración del debido control por el tipo de personalidad jurídica de las empresas.
- En las Áreas del Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, se iniciaron actividades para identificar áreas susceptibles y riesgos de corrupción, entre las que destacan las áreas de Recursos Financieros, la Jurídica y la de Adquisiciones.
- La Dirección Corporativa de Ingeniería y Proyectos de Infraestructura llevó a cabo la capacitación sobre las Disposiciones Generales en el ámbito de Obras y Servicios Relacionados, y certificó a 110 trabajadores de CFE y sus EPS durante el 2020.
- Se revisaron las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la CFE y sus Subsidiarias, con la participación de la Coordinación de Control Interno en más de 70 reuniones de trabajo sobre el tema de Contratación de Obras y Servicios Relacionados.
- La EPS Distribución modernizó medidores electromecánicos sustituyéndolos por electrónicos, mejorando la exactitud de 1 a 4, al reducir el margen de error del 2% al 0.5%. Con este tipo de medidores se puede leer, suspender y reconectar servicios a través del puerto óptico, eliminando errores de lectura manuales; como consecuencia, se incrementaron las ventas de energía eléctrica mediante el fortalecimiento del proceso comercial.
- La Dirección Corporativa de Operación identificó un riesgo en la “Prestación de Servicios asociados a la infraestructura de la recepción, medición, calidad y almacenamiento de los combustibles”; por lo que a través de su Coordinación de Monitoreo y Análisis Operativo , se encuentran elaborando procedimientos operativos que incluirán los controles para dar transparencia a sus actividades sustantivas de recepción, medición, calidad y almacenamiento de los combustibles para prevenir los posibles riesgos de corrupción.
- Con motivo de la conmemoración del Día Internacional contra la Corrupción, por segundo año consecutivo, el 9 de diciembre de 2020, se llevó a cabo el Foro “Combate a la Corrupción y Ética Corporativa de la CFE”, en esta ocasión de forma virtual a causa de la pandemia por COVID-19; en este Foro los participantes identificaron las conductas o delitos por hechos de corrupción y cómo denunciarlos, así como su relación con la Ética e Integridad y su alcance en la prevención de la corrupción en la CFE.

Por lo anterior, podemos asegurar que, desde la Coordinación de Control Interno, se continuará impulsando el cumplimiento, actualización y mejora de este Programa, para que sus beneficios sean permanentes en toda la empresa.



Sistema de control interno

Durante el periodo que se informa, se trabajó en el fortalecimiento del Sistema de Control Interno de la CFE, con el propósito de tener la seguridad de alcanzar sus objetivos, cumplir las iniciativas estratégicas, incrementar la eficacia y eficiencia de las operaciones; contar con información financiera confiable; cumplir con las leyes y normativas aplicables; así como, la salvaguarda de los activos y los recursos públicos.

Durante el año 2020, la Coordinación de Control Interno dio seguimiento a 879 acciones derivadas de los programas de trabajo de control interno (PTCI) de las direcciones corporativas, de las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, como se muestra a continuación:



Administración de Riesgos

Con respecto a la administración de riesgos, al 31 de diciembre de 2020, la Comisión Federal de Electricidad, sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales tienen registrados 319 riesgos estratégicos y directivos agrupados como sigue:

Corporativo/Empresa	Estratégicos	Directivos	Total
Comisión Federal de Electricidad	42	46	88
Empresas Productivas Subsidiarias	77	85	162
Empresas Filiales	38	31	69
Total, de Riesgos	157	162	319

De igual forma, a fin de dar seguimiento a la adecuada administración de riesgos, la Coordinación de Control Interno los ha priorizado por su nivel de atención:

Riesgos	Concepto	Total	%
Atención Inmediata	Impacto y probabilidad de ocurrencia son muy altos	48	15.0%
Atención periódica	Alta probabilidad de ocurrencia requiere vigilancia estricta	62	19.4%
De Seguimiento	Alto impacto, pero están controlados	42	13.2%
Controlados	Impacto y la probabilidad de ocurrencia es baja	100	31.4%
En proceso de reevaluación	En análisis de impacto y probabilidad de ocurrencia	67	21.0%
	Total, riesgos	319	100.0%

La Coordinación de Control Interno participó también en diversos grupos colegiados de la CFE, resaltando siempre la importancia de establecer, para los procesos de la empresa, el modelo de 3 líneas de defensa en la administración de riesgos, a fin de que se responsabilicen los servidores públicos indicados en cada área y redundar con ello en la adecuada implementación del Control Interno y la Administración de Riesgos

Asimismo, se subrayó, en cada sesión o reunión a la que se asistió en 2020, la importancia del cumplimiento de los cronogramas de trabajo en los proyectos de gran magnitud, permitiendo el logro de los objetivos planteados, desde la planeación hasta su implementación, lo que permitirá mejorar su ejecución y puesta en marcha.

Conclusión

El Control Interno durante el 2020, se consolidó en un área preventiva para evitar la materialización de riesgos en perjuicio de los bienes y recursos de la Comisión Federal de Electricidad, con un Sistema de Control Interno fortalecido para la oportuna toma de decisiones y el cumplimiento de los objetivos institucionales.

Transparencia

En materia de transparencia y acceso a la información pública, la Coordinación de Control Interno, de la mano con la Unidad de Transparencia de la CFE, organizó y coordinó los esfuerzos institucionales para establecer políticas que faciliten la obtención de información; y supervisó la información recabada en términos de las disposiciones aplicables para determinar su clasificación y/o enviarla al organismo garante.

De esta forma, la Comisión Federal de Electricidad, como sujeto obligado, cumple con el mandato constitucional de rendir cuentas de manera transparente a la sociedad, contribuyendo activamente a la transparencia, la rendición de cuentas y el combate a la corrupción.

Atención de la Fiscalización Superior

El pasado 13 de enero de 2020 mediante oficio DG/048/2020, el Director General de la Comisión Federal de Electricidad, Licenciado Manuel Bartlett Díaz, designó al Coordinador de Control

Interno, como enlace permanente de la Comisión Federal de Electricidad con la Auditoría Superior de la Federación, con la finalidad de Coordinar a las áreas involucradas de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), sus Empresas Productivas Subsidiarias, y en su caso, Empresas Filiales, para atención de los trabajos de auditoría.

El 17 de febrero de 2020, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) publicó en el Diario Oficial de la Federación el Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019, así como sus respectivas modificaciones los días 26 de junio, 3 de septiembre y 15 de octubre de 2020, en las que se actualizaron las auditorías a practicar a la Comisión Federal de Electricidad.

Durante el desarrollo de las auditorías, y derivado de la contingencia sanitaria de SARS-COV-2, éstas se realizaron a distancia, situación que dificultó el acercamiento entre los auditores y las áreas auditadas, para lo que la Coordinación de Control Interno tuvo comunicación permanente con los grupos auditores de la ASF y los enlaces de las áreas del Corporativo de la CFE, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas filiales, elaborado un aproximado de 600 oficios para la solicitud de información y atención de requerimientos de la ASF, así como reuniones por videoconferencia y telefónicas para la aclaración de dudas sobre la información remitida.

Por lo anterior, de las 19 auditorías concluidas de la fiscalización de la Cuenta Pública 2019, se desprenden 166 acciones determinadas por la ASF a la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales. (Ver tabla 1)

Las 166 acciones determinadas por la ASF representan una disminución del 55 por ciento en comparación de las 366 acciones determinadas para la Cuenta Pública 2018. (Ver tabla 2)

Con relación a los montos determinados por la ASF en los pliegos de observaciones, se identifica una disminución del 86 por ciento, respecto de lo observado en la Cuenta Pública 2018 en comparación de la 2019. (Ver tabla 3)

Tabla 1. Resultados de la Fiscalización de la Cuenta Pública 2019.

	Auditoría		R	RD	PEFCF	PRAS	PO	TOTAL
1	424-DE	Inventario de Carbón de la Termoeléctrica Carbón II	12	0	0	1	0	13
2	425-DE	Almacén de Carbón de la Termoeléctrica José López Portillo	11	0	0	0	0	11
3	426-DE	Adquisición de Carbón Mineral	10	0	0	1	0	11
4	427-DE	Adquisición de Medidores de Energía Eléctrica para Baja Tensión	3	0	0	0	0	3
5	429-DE	Fibra E	14	0	0	4	1	19
6	430-DE	Condonación de Adeudos	0	0	0	2	0	2
7	431-DE	Desempeño de la Comisión Federal de Electricidad	0	21	0	0	0	21
8	433-DE	Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	20	0	0	0	4	24
9	434-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Termoeléctricas de Carbón 2014-2016	1	0	0	2	1	4
10	435-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Termoeléctricas de Ciclo Combinado y Turbogas de Nueva Tecnología 2014-2016	0	0	0	3	2	5
11	436-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Termoeléctricas de Vapor Convencional 2014-2016	1	0	0	0	1	2
12	437-DE	Mantenimiento a Unidades Generadoras Termoeléctricas Diesel 2014-2016	2	0	0	1	1	4
13	438-DE	Mantenimiento y Adquisición de Refacciones para las Unidades Generadoras Termoeléctricas, Turbo Gas Convencional y de Ciclo Combinado	7	0	3	0	0	10
14	439-DE	Mantenimiento y Adquisición de Refacciones para las Unidades Generadoras Termoeléctricas, Turbo Gas Convencional y de Ciclo Combinado	4	0	0	0	0	4
15	441-DE	Servicio de Transporte de Gas Natural	8	0	2	0	0	10
16	442-DE	Servicios Especializados de Mantenimiento para la Décimo Sexta Recarga de Combustible Nuclear y "Plan de Gestión de Desechos Radiactivos y Combustible Nuclear Gastado 2017-2023"	5	0	2	2	0	9
17	443-DE	Venta de Energía	11	0	0	0	0	11
18	1379-DE	Proceso de Adjudicación de Bienes para el Proyecto de Conectividad Fibra Óptica Red Eléctrica Inteligente REI	1	0	2	0	0	3

Auditoría			R	RD	PEFCF	PRAS	PO	TOTAL
19	1474-DE	Remuneraciones de los Servidores Públicos de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias	0	0	0	0	0	0
TOTAL			110	21	9	16	10	166

R= Recomendación, RD= Recomendación al Desempeño, PEFCF= Promoción del Ejercicio de la Facultad de Comprobación Fiscal, PRAS= Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria, PO= Pliego de Observaciones

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2019. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2021.
<https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/IR2019b.pdf>

Tabla 2. Comparativo de resultados de las Cuentas Públicas 2018-2019.

Resultado	Cifras (Datos observados)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
1. Recomendaciones	159	110	-31%
2. Recomendaciones al Desempeño	143	21	-85%
3. Promoción del Ejercicio de la Facultad de Comprobación Fiscal	14	9	-36%
4. Promoción De Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.	35	16	-54%
5. Pliegos de Observaciones	15	10	-33%
6. TOTAL	366	166	-55%

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2019. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2021.
<https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/IR2019b.pdf>

Tabla 3. Montos de los Pliegos de Observaciones de las Cuentas Públicas 2018-2019.

Resultado	Cifras (millones de pesos)		Variaciones (%)
	2018	2019	2018 a 2019
1. Monto observado en los Pliegos de Observaciones	4,293.4	598.9	-86%

Fuente: Informe del Resultado de la Fiscalización de la Cuenta Superior de la Cuenta Pública 2019. Auditoría Superior de la Federación. Febrero 2021.
<https://informe.asf.gob.mx/Documentos/Matriz/IR2019b.pdf>

Auditoría Interna

Avances del programa de auditoría 2020

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.

1. Auditorías practicadas a la Comisión Federal de Electricidad

El Programa Anual de Auditoría Interna 2020, aprobado por el Comité de Auditoría, comprendió 83 revisiones: 14 en las áreas de la estructura corporativa, 57 en empresas subsidiarias, 2 en filiales y 10 transversales.

Al cierre de 2020 se concluyeron 67 auditorías (80.7%) y continúan en proceso 16 (19.3%), ya que su terminación se difirió para el primer bimestre de 2021. No obstante, considerando que se encuentran por finalizar, el avance ponderado del PAAI 2020 es de 95.1%.

2. Principales resultados

La Auditoría Interna identificó debilidades de control interno, inobservancias a la normativa, cumplimiento parcial de metas operativas e insuficiente supervisión en el desarrollo de procesos que llevan a cabo las Direcciones Corporativas, Unidades de Negocio, Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, tales como:

- Desempeño del proceso de generación
- Combustibles
- Mantenimiento del parque de generación
- Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas de Potencia de la Red Nacional de Transmisión
- Derechos de vía y servidumbres de paso
- Pérdidas no técnicas de energía
- Contrataciones
- Almacenes
- Proceso Comercial
- Gestión de depósitos en garantía
- Sistemas de Información
- Gasto corriente
- Contabilidad y estados financieros
- Recursos Humanos y Remuneraciones

De las 67 auditorías concluidas derivaron 286 observaciones, de las que 7 dieron lugar a la determinación de aclaraciones de procesos y procedimientos que abarcan un ejercicio por 8,551.3 Millones de pesos.

3. Atención de observaciones

De las 286 observaciones de auditoría 2020, las áreas y empresas que conforman la CFE han solventado 90 (31%) y se encuentran en curso acciones de seguimiento para 196 (69%), pendientes de solventar.

4. Denuncias de presunta responsabilidad administrativa

En 2020, 7 auditorías, 2 visitas de inspección y 18 actos de entrega-recepción, dieron lugar a 13 denuncias ante la Unidad de Responsabilidades.

5. Combate a la Corrupción

El Programa Anual de Auditoría Interna incluyó auditorías enfocadas a procesos sensibles a riesgos de corrupción, mediante las cuales se identificaron debilidades de control interno sobre los siguientes:

- Gestión de siniestros y montos reclamados, convenidos y recuperados.
- Estrategias para la reducción de pérdidas no técnicas de energía.
- Contrataciones
 - Justificación de las contrataciones.
 - Evaluación de ofertas de concursantes ganadores.
 - Supervisión de las etapas de contratación para contener posibles actos de colusión.
 - Obligaciones fiscales de los concursantes.
 - Administración de los contratos.

6. Acompañamiento preventivo a contrataciones durante 2020

Durante 2020 se acompañaron 406 procedimientos de contratación en el ámbito corporativo y de las EPS para contribuir al cumplimiento de la normativa aplicable y fomentar su transparencia.

Dicho acompañamiento consistió, principalmente, en revisar el pliego de requisitos y sus anexos, asistir a los eventos convocados, revisar y comentar el proyecto de respuestas para la sesión de aclaración, revisar las ofertas técnicas y económicas, revisar y comentar los dictámenes técnicos y económicos.

Los procedimientos acompañados en 2020 fueron, entre otros, los siguientes:

- Adquisición de equipos de radiocomunicación para el proyecto Red Eléctrica Inteligente (REI)
- Adquisición de equipos para la red de datos del proyecto REI
- Adquisición de comunicaciones unificadas del proyecto REI
- Adquisición de vehículos chasis
- Adquisición de medidores de baja tensión
- Contratación del Programa de Aseguramiento Integral 2020-2021
- Proyectos de obra financiada

Consejo de Administración

Integración y actividades en 2020

El Consejo de Administración de la CFE se integra por 10 Consejeros, por mandato de Ley la Secretaria de Energía es la Presidente de dicho órgano, el Secretario de Hacienda y Crédito Público es miembro, existen tres lugares más de Gobierno Federal, que son designados por el Titular del Ejecutivo Federal; por otro lado existen cuatro sillas que son ocupadas por Consejeros Independientes, los cuales son propuestos por el Presidente y ratificados por la Cámara de Senadores; finalmente, una silla más dentro del Consejo de Administración, se encuentra destinada para un Representante de los Trabajadores de la CFE.

Integración del Consejo de Administración de la CFE durante el 2020

Propietarios	Suplentes
<p>Consejeros del Gobierno Federal</p> <p>Ing. Norma Rocío Nahle García (Presidenta) Secretaria de Energía</p> <p>Mtro. Arturo Herrera Gutiérrez Secretario de Hacienda y Crédito Público</p> <p>Dra. Irma Eréndira Sandoval Ballesteros Secretaria de la Función Pública</p> <p>Ing. Octavio Romero Oropeza Director General de PEMEX</p> <p>Dra. Graciela Márquez Colín¹³ Secretaria de Economía</p>	<p>Pendiente de designar</p> <p>Mtro. Gabriel Yorio González Subsecretario del Ramo</p> <p>Mtro. Roberto Salcedo Aquino Subsecretario de Control y Auditoría de la Gestión Pública</p> <p>Ing. Marcos Manuel Herrería y Alamina (DCA) y Dr. Alberto Velázquez García (DCF)</p> <p>José Francisco Quiroga Fernández</p>
<p>Consejeros Independientes</p> <p>Ing. Rubén Filemón Flores García</p> <p>Dr. Luis Fernando Gerardo de la Calle Pardo</p> <p>Mtro. Héctor Sánchez López</p> <p>Dra. María del Rosío Vargas Suárez</p>	<p>Por determinación de ley, no cuentan con suplentes</p>
<p>Representante de los trabajadores</p> <p>Sr. Víctor Fuentes del Villar Secretario General</p>	<p>Lic. Mario Ernesto González Núñez Secretario del Interior</p>
<p>Secretario: Dr. Alejandro Morales Becerra Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos SENER</p>	<p>Prosecretario: Dr. Raúl Jiménez Vázquez Abogado General de la CFE</p>

¹³ Hasta diciembre de 2020

Comités Auxiliares del Consejo de Administración

El Consejo de Administración de la CFE cuenta con cuatro Comités Auxiliares, dentro de los cuales se analizan y discuten detalladamente los temas que se presentarán en el pleno del Consejo con posterioridad.

Los Comités son los siguientes:

- Comité de Auditoría. (CoAu)
- Comité de Estrategia e Inversiones. (CEI)
- Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones. (CRHR)
- Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios. (CAAOS)

Los comités son presididos por un Consejero Independiente. Las presidencias rotan de manera anual. La rotación realizada en 2020 fue la siguiente:

	Presidencias 2019		Propuesta 2020	
CoAu	Presidente	Rubén Flores	Presidente	Luis de la Calle
	Vocales	Héctor Sánchez	Vocales	Héctor Sánchez Rubén Flores
CEI	Presidente	Rubén Flores	Presidente	Héctor Sánchez
	Vocal	Luis de la Calle	Vocales	Ma. del Rosío Vargas
CAAOS	Presidente	Héctor Sánchez	Presidente	Ma. del Rosío Vargas
	Vocal	Rubén Flores	Vocales	Rubén Flores
CRHR	Presidente	Luis de la Calle	Presidente	Rubén Flores
	Vocal	Héctor Sánchez	Vocales	Luis de la Calle

Los Comités se integran de la siguiente manera:

CoAu

El CoAu se integra únicamente por Consejeros Independientes (3), los cuales no pueden tener suplentes. Adicionalmente, asiste como invitado permanente un servidor público de la Secretaría de la Función Pública.

Propietario	Suplente
Dr. Luis de la Calle Pardo Presidente Consejero Independiente	Sin suplente

Propietario	Suplente
Ing. Rubén Flores García Consejero Independiente	Sin suplente
Mtro. Héctor Sánchez López Consejero Independiente	Sin suplente
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	Lic. Omar González Vera

CEI

El CEI se integra por dos Consejeros Independientes, así como por la Titular de la Secretaría Energía, el Titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, y durante 2020 participó la Titular de la Secretaría de Economía.

Propietario	Suplente
Mtro. Héctor Sánchez López Presidente Consejero Independiente	Sin suplente
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Suárez Consejero Independiente	No tiene derecho a designar
Ing. Rocío Nahle García SENER	Dr. Alberto Montoya Martín del Campo
Dr. Arturo Herrera Gutiérrez SHCP	Mtra. Karina Ramírez Arrasl o Lic. Carlos R. Lever Guzmán
Dra. Graciela Márquez Colín	Pendiente de ser designado
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM (Invitado permanente)	Lic. Mario Ernesto González Núñez
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	Lic. José Miguel Benjamín Macías Fernández

CRHR

El CRHR se integra por dos Consejeros Independientes, así como por el Titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, el Director General de PEMEX un representante de los trabajadores y un representante de la Secretaría de la Función Pública, ambos como invitados permanentes y durante 2020 participó la Titular de la Secretaría de Economía.

Propietario	Suplente
Ing. Rubén Flores García Presidente Consejero Independiente	Sin suplente
Dr. Luis de la Calle Pardo Consejero Independiente	Sin suplente
Dr. Arturo Herrera Gutiérrez SHCP	Mra. Karina Ramírez Arras o Lic. Carlos R. Lever Guzmán
Dra. Graciela Márquez Colín S. Economía	Mtra. Miriam Zaragoza Monroy
Ing. Octavio Romero Oropeza PEMEX	Lic. Franco Octavio Veites Palavicini Pesquera
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM (Invitado permanente)	Lic. Mario Ernesto González Núñez
Secretaría de la Función Pública (Invitado permanente)	Lic. Francisco Javier Varela Sandoval

CAAOS

En el CAAOS participan dos Consejeros Independientes, así como por la Titular de la Secretaría de la Función Pública y durante 2020 participó la Titular de la Secretaría de Economía.

Propietario	Suplente
Dra. Ma. Del Rosío Vargas Suárez Presidenta Consejero Independiente	Sin suplente
Ing. Rubén Flores García Consejero Independiente	Sin suplente
Dra. Irma Eréndira Sandoval Ballesteros Secretaría de la Función Pública	C.P. Eduardo Gurza Curiel
Pendiente de ser designado	
Sr. Víctor Fuentes del Villar SUTERM Consejero	Lic. Mario Ernesto González Núñez

Sesiones realizadas

A pesar de que gran parte del 2020 se vivió la crisis sanitaria que hasta hoy en día se mantiene, las sesiones de los Órganos de Gobierno Corporativo se llevaron a cabo de manera exitosa, utilizando los medios tecnológicos con los que cuenta la empresa.

Consejo de Administración

El Consejo de Administración sesionó en tres ocasiones durante el 2020, dos de ellas fueron de manera ordinaria y una extraordinaria. En total el Consejo adoptó 71 acuerdos.

No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
Trigésimoctava	Ordinaria	32
Trigésimonovena	Extraordinaria	8
Cuadragésima	Ordinaria	31
Total		71

Comités

El CoAu sesionó en seis ocasiones durante 2020, dos de ellas tuvieron carácter de ordinaria y el resto fueron extraordinarias, teniendo un total de 39 acuerdos.

Órgano	No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CoAu	Trigésimo quinta	Extraordinaria	2
	Trigésimo sexta	Ordinaria	15

Órgano	No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
	Trigésimo séptima	Extraordinaria	3
	Trigésima octava	Extraordinaria	3
	Trigésimo novena	Ordinaria	14
	Cuadragésima	Extraordinaria	2
Total			39

En el caso del CEI, se llevaron a cabo cuatro sesiones, dos de ellas ordinarias y las otras dos extraordinarias, durante dichas sesiones se adoptaron un total de 23 acuerdos.

Órgano	No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CEI	Vigesimooctava	Extraordinaria	4
	Vigésimonovena	Ordinaria	12
	Trigésima	Extraordinaria	4
	Trigésimo primera	Ordinaria	3
Total			23

En cuanto al CRHR, tuvieron verificativo cinco sesiones, dos ordinarias y tres extraordinarias, en estas sesiones se suscribieron un total de 26 acuerdos.

Órgano	No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CRHR	Vigesimooctava	Extraordinaria	4
	Vigésimonovena	Ordinaria	6
	Trigésima	Extraordinaria	4
	Trigésimo primera	Ordinaria	9
	Trigésimosegunda	Extraordinaria	2
Total			25

Finalmente el CAAOS sesionó en cuatro ocasiones, una de ellas fue ordinaria y el resto extraordinarias, en ellas se adoptaron un total de 27 acuerdos.

Órgano	No. de sesión	Tipo de sesión	Número de acuerdos
CAAOS	Vigesimosexta	Extraordinaria	4
	Vigesimoséptima	Ordinaria	7
	Vigesimooctava	Extraordinaria	4
	Vigésimonovena	Extraordinaria	12
Total			27

Evaluación que realiza el Consejo de Administración

Informe que presenta el Consejo de Administración sobre los programas de la CFE durante 2020

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:

- Plan de Negocios
- Programa Financiero Anual
- Programa Operativo Anual
- Programa Presupuestal

En cada una de las secciones se analizan los datos de los programas anteriores y se mencionan los principales resultados.

Análisis de los resultados del año 2020, comparado con las proyecciones del Plan de Negocios para el mismo año

El año 2020 fue un año atípico por el efecto de la pandemia de COVID-19 a nivel mundial. En México, el impacto fue especialmente fuerte, principalmente por las medidas de cierre de actividades económicas no esenciales con efecto en casi todos los sectores productivos durante los meses de marzo, abril y mayo, mientras que en el segundo semestre del año se permitió un reinicio no pleno de actividades, para posteriormente presentarse un rebrote pandémico fuerte hacia finales del año con nuevos cierres parciales de actividades en varias regiones del territorio nacional. Por estas razones, en el sector eléctrico, la demanda sufrió una caída histórica del orden de 12.4 TWh, que contrajo los ingresos de la CFE, que si bien fue acompañada de una reducción, tanto en volumen como en precio, de los combustibles utilizados en la generación, se sumó a partidas extraordinarias que afectaron el resultado neto anual, que no obstante fue mejor respecto a las proyecciones del Plan de Negocios (PDN).

En la sesión 40^a ordinaria del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad se aprobó el Plan de Negocios 2021-2025. Este sustituye al último Plan de Negocios vigente, el PDN 2018-2022 presentado en diciembre de 2017, ya que no se presentaron actualizaciones del Plan para los periodos 2019-2023 ni 2020-2024. Con el fin de comparar los resultados del año 2020 con las proyecciones del Plan de Negocios, y en ausencia de un Plan para el mismo año, se considera el Plan 2021-2025 por su actualización. Utilizar el PDN de 2021-2025 reduce, para la comparación de tasas de crecimiento, el impacto negativo de la pandemia ya que éste fue elaborado con posterioridad al inicio de Covid-19. Si se hubiesen utilizado proyecciones elaboradas para el PDN 2018-2022, las caídas en actividades e ingresos serían más agudas y más exactas.

En la siguiente tabla se muestra la comparación entre el Estado de Resultados consolidado condensado auditado, y el Estado de Resultados consolidado condensado proyectado en el PDN 2021-2025, ambos para el ejercicio 2020.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
 (Empresa Productiva del Estado, Subsidiarias y Filiales)
 Estados de Resultados Consolidado Condensado
 Del 1 de enero al 31 de diciembre de 2020 (auditado y proyectado)
 (Miles de pesos)

Concepto	Acumulado a Diciembre 2020		Variación 2020
	EEFF 2020 auditado	PDN 2021-2025	Real vs PDN (%)
Ingresos	\$502,858,625	\$517,376,481	(2.8%)
Ingresos por venta de energía	\$370,888,288	\$387,776,656	(4.4%)
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$21,497,865	\$34,554,233	(37.8%)
Ingresos por transporte de energía	\$14,989,282	\$9,742,018	53.9%
Ingresos por subsidio	\$70,000,000	\$70,000,000	0.0%
Otros ingresos y ganancias	\$25,483,190	\$15,303,574	66.5%
Costos	\$484,019,051	\$432,369,348	11.9%
Energéticos y otros combustibles	\$158,005,203	\$165,817,912	(4.7%)
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$25,294,428	\$22,118,487	14.4%
Remuneraciones	\$70,623,442	\$67,721,818	4.3%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$24,076,874	\$23,932,889	0.6%
Impuestos y derechos	\$1,962,386	\$0	N/A
Costos del Mercado Electrico Mayorista (MEM)	\$3,142,319	\$20,894,812	(85.0%)
Costo de obligaciones laborales	\$120,790,014	\$45,069,371	168.0%
Depreciación	\$65,487,160	\$74,200,126	(11.7%)
Otros gastos	\$14,637,225	\$12,613,933	16.0%
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$18,839,574	\$85,007,133	(77.8%)
Costos de Financiamiento	\$92,389,716	\$190,963,948	(51.6%)
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$7,967,738	\$1,321,471	502.9%
Gastos por intereses neto	\$50,500,295	\$54,635,992	(7.6%)
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	\$33,921,683	\$135,006,486	(74.9%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(\$73,550,142)	(\$105,956,815)	(30.6%)
Impuestos a la utilidad	\$12,446,226	\$11,504,281	8.2%
RESULTADO NETO	(\$85,996,368)	(\$117,461,096)	(26.8%)

Fuente: CFE, DCF

Ingresos

En 2020, los ingresos totales fueron inferiores en 14,517 mdp, 2.8%, a lo proyectado, observándose la mayor desviación en la principal fuente de ingresos de la CFE: la venta de energía eléctrica, registrando una diferencia de 16,888 mdp, 4.4% respecto de la proyección, seguida por una reducción de ingresos derivados de la venta de combustibles a terceros, mismos que fueron 13,056 mdp menores, 37.8%. Las variaciones anteriores fueron parcialmente compensadas por ingresos mayores a lo esperado en otros ingresos por 10,179 mdp, 66.5%, e ingresos por transporte de energía por 5,247 mdp, 53.9%. Como ya se mencionó, la diferencia en las ventas de energía se debió a la contracción de la demanda de los principales clientes de la CFE, consecuencia del confinamiento por el COVID-19, y a la disminución asociada en la actividad económica generalizada, factores que el incremento en la demanda doméstica no alcanzó a compensar. Respecto a la venta de combustibles a terceros, las empresas filiales dedicadas a dicha actividad enfocaron sus esfuerzos en abastecer de los combustibles requeridos a las empresas de generación de la CFE, con lo cual se redujo la atención a clientes externos.

Egresos

En 2020, el gasto operativo total presentó un incremento de 51,650 mdp, 11.9%, respecto de la proyección, lo anterior principalmente por mayores costos de obligaciones laborales asociados a la renegociación del contrato colectivo, por 75,721 mdp, 168%, siendo éste un efecto de una sola vez (por el que se revirtieron los cambios respecto a la edad de retiro de los trabajadores de la CFE obtenidas anteriormente) y que no estaban considerados en las proyecciones por carecer de elementos suficientes. Esta variación fue parcialmente compensada por menores costos del Mercado Eléctrico Mayorista por 17,752 mdp, 85%, debido a menores compras de energía, junto con desviaciones positivas en la depreciación por el ajuste en la vida útil de los activos fijos, determinada por la valuación de los mismos, inferior en 8,713 mdp, 11.7%, y por menores compras de combustibles para la generación por 7,813 mdp, 4.7%. Los egresos por concepto de energéticos y otros combustibles tuvieron una variación de apenas de 7,812.7 millones de pesos, mucho menor que la variación de la pérdida de venta de energía que fue de 16,888 millones de pesos.

Resultado de operación

A consecuencia de lo anterior, en 2020 el resultado de operación observado fue de 18,840 mdp, inferior en 66,168 mdp, 77.8%, respecto de lo proyectado. Es importante mencionar que, si se excluye la partida extraordinaria derivada de la renegociación del pasivo laboral, el resultado de operación hubiera sido de 94,560 mdp, superior en 9,553 mdp, 11.2%, al proyectado aún con la disminución en los ingresos de la principal línea de negocios de la CFE. Si bien el resultado de la operación en 2020 es menor al proyectado, éste fue positivo en 18,839.6 millones de pesos, a pesar de la fuerte caída de la demanda de electricidad provocada por el Covid-19.

Costo financiero

El costo financiero del ejercicio 2020 fue menor al proyectado en 98,574 mdp, 51.6%, principalmente por un resultado cambiario sustancialmente mejor respecto del estimado por 101,085 mdp, 74.9%, debido a un tipo de cambio de cierre en niveles muy inferiores a los observados al momento de elaborar las proyecciones.

Impuestos a la utilidad y resultado neto

A consecuencia de una menor actividad económica, y a partidas extraordinarias que afectaron el resultado, contempladas en los ajustes de cierre del ejercicio, en 2020 los impuestos a la utilidad determinados fueron mayores a lo estimado por 942 mdp, 8.2%, con lo cual el resultado neto fue mejor en 31,465 mdp, 26.8%, a lo proyectado. Si no se hubiera presentado la partida extraordinaria por la renegociación en el contrato colectivo, el resultado neto hubiera sido de -10,276 mdp, mejor en 107,185 mdp a la pérdida neta estimada de 117,461 mdp.

Hoja de Balance

Por lo que hace al Estado de Situación Financiera, al observarse en 2020 un resultado neto superior al proyectado, la posición de la hoja de balance es más sólida, con mayores niveles de efectivo y de patrimonio, y menos deuda. Es importante mencionar que para efectos de simplificación el modelo financiero agrupa toda la deuda financiera en el largo plazo, por lo que la distribución entre las distintas cuentas no es completamente comparable. Sin embargo, los niveles agregados sí lo son.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias y Filiales)
Estados consolidados condensados de situación financiera
Al 31 de Diciembre de 2020, auditado y proyectado (Miles de pesos)

Concepto	EEFF 2020 auditado	PDN 2021- 2025
ACTIVO		
Activo circulante	233,567,954	219,698,147
Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	111,914,270	58,524,404
Cuentas por cobrar	109,765,404	130,322,916
Materiales para operación	11,888,280	30,850,827
Prestamos a los trabajadores (Fondo de la Hab.)	15,275,040	14,031,011
Plantas, instalaciones y equipo	1,203,814,126	1,227,030,473
Instrumentos financieros derivados	14,623,283	50,090,161
Otros Activos	50,876,166	201,817,720
Activo por derecho de uso	477,711,898	472,944,084
Impuesto diferido activo	164,451,532	55,834,651
TOTAL ACTIVO	2,160,319,999	2,241,446,249
PASIVO		
A corto plazo	172,594,847	96,348,873
Deuda a corto plazo	54,156,163	42,459,908
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	91,376,246	31,515,897
Impuestos y derechos por pagar	-	2,181,454
Impuesto a la utilidad	6,393,400	20,191,615
Pasivo por arrendamiento Corto Plazo	20,669,039	
A largo plazo	1,410,411,771	1,584,734,581
Deuda a largo plazo	309,392,439	524,136,774
Obligaciones laborales	487,324,896	455,353,609
Otros pasivos a largo plazo	25,608,334	130,875,019
Pasivo por arrendamiento Largo Plazo	588,086,102	474,369,178
TOTAL PASIVO	1,583,006,618	1,681,083,453
Patrimonio	577,313,381	560,362,795
Aportaciones recibidas Gobierno Federal	5,251	5,251
Aportaciones en especie (Gobierno Federal)	95,004,417	95,004,417
Resultados acumulados	74,305,052	117,431,092
Otras partidas de utilidad integral	389,822,162	564,177,406
Participación no controlada	18,176,499	18,606,813
PASIVO + PATRIMONIO	2,160,319,999	2,241,446,248

Fuente: CFE, DCF

Análisis de los resultados del año 2020, comparado con las proyecciones del Programa Financiero Anual 2021-2021 para el mismo año

A las dificultades ya mencionadas del año 2020, debe agregarse la enorme incertidumbre que prevalecía a mediados de año, cuando aún se esperaba que la duración de la pandemia y del confinamiento respectivo fuera de sólo algunos meses. En ese contexto, la Dirección Corporativa de Finanzas (DCF) proyectó los resultados financieros del grupo para los siguientes seis ejercicios. Lo anterior con objeto de integrar el reporte que atiende los instruido en el artículo 99 de la Ley de la CFE. Dichas proyecciones fueron la base de la elaboración del Programa Financiero Anual 2020-2021, aprobado por el Consejo de Administración en diciembre de 2020. En la siguiente tabla se muestra la comparación entre el Estado de Resultados consolidado, condensado, auditado, y el Estado de Resultados consolidado condensado proyectado correspondiente al reporte del artículo 99, ambos para el ejercicio 2020.

Concepto	Acumulado a Diciembre 2020		Variación
	EEFF 2020 auditado	Reporte art. 99 2020-2021	2020 Real vs art. 99 (%)
Ingresos	\$502,858,625	\$517,077,095	(2.7%)
Ingresos por venta de energía	\$370,888,288	\$387,634,199	(4.3%)
Ingresos por venta de combustibles a terceros	\$21,497,865	\$34,554,233	(37.8%)
Ingresos por transporte de energía	\$14,989,282	\$7,815,187	91.8%
Ingresos por subsidio	\$70,000,000	\$70,000,000	0.0%
Otros ingresos y ganancias	\$25,483,190	\$17,073,475	49.3%
Costos	\$484,019,051	\$435,173,028	11.2%
Energéticos y otros combustibles	\$158,005,203	\$176,392,404	(10.4%)
Energéticos y otros combustibles a terceros	\$25,294,428	\$27,500,694	(8.0%)
Remuneraciones	\$70,623,442	\$67,740,068	4.3%
Mantenimiento, materiales y servicios generales	\$24,076,874	\$14,839,920	62.2%
Impuestos y derechos	\$1,962,386	\$0	N/A
Costos del Mercado Electrico Mayorista (MEM)	\$3,142,319	\$0	N/A
Costo de obligaciones laborales	\$120,790,014	\$45,069,371	168.0%
Depreciación	\$65,487,160	\$74,200,126	(11.7%)
Otros gastos	\$14,637,225	\$29,430,444	(50.3%)
RESULTADO DE OPERACIÓN	\$18,839,574	\$81,904,067	(77.0%)
Costos de Financiamiento	\$92,389,716	\$189,951,749	(51.4%)
Otros (Ingresos) gastos financieros netos	\$7,967,738	\$1,321,471	502.9%
Gastos por intereses neto	\$50,500,295	\$54,635,992	(7.6%)
(Utilidad) pérdida cambiaria, neta	\$33,921,683	\$133,994,287	(74.7%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	(\$73,550,142)	(\$108,047,682)	(31.9%)
Impuestos a la utilidad	\$12,446,226	\$12,045,822	3.3%
RESULTADO NETO	(\$85,996,368)	(\$120,093,504)	(28.4%)

Fuente CFE, DCF

Ingresos

En 2020, los ingresos totales fueron inferiores en 14,218 mdp, 2.7%, respecto a lo proyectado, observándose la mayor desviación en la principal fuente de ingresos de la CFE: la venta de energía eléctrica, siendo la diferencia por 16,746 mdp, 4.3%, respecto de la proyección, seguida por una disminución de los ingresos derivados de la venta de combustibles a terceros, mismos que fueron 13,056 mdp menores, 37.8%. Las variaciones anteriores fueron parcialmente compensadas por ingresos mayores a lo esperado en otros ingresos por 8,410 mdp, 49.3%, e ingresos por transporte de energía por 7,174 mdp, 91.8%. Como ya se mencionó, la diferencia en las ventas de energía se debió

a la contracción de la demanda de los principales clientes de la CFE, consecuencia del confinamiento por el COVID-19, y a la disminución asociada en la actividad económica generalizada, factores que el incremento en la demanda doméstica no alcanzó a compensar. Respecto a la venta de combustibles a terceros, las empresas filiales dedicadas a dicha actividad enfocaron sus esfuerzos en abastecer de los combustibles requeridos a las empresas de generación de la CFE, con lo cual se redujo la atención a clientes externos.

Egresos

En 2020, el gasto operativo total presentó un incremento de 48,846 mdp, 11.2%, respecto de la proyección. Lo anterior principalmente por mayores costos de obligaciones laborales asociados a la renegociación del contrato colectivo, por 75,721 mdp, 168%, siendo éste un efecto de una sola vez que no se proyectó por carecer de elementos suficientes. Esta variación fue parcialmente compensada por menores costos de Energéticos y otros combustibles por 18,387 mdp, 10.4%, debido a menores compras de combustibles, derivadas de una menor generación, y por menores precios de combustibles, junto con desviaciones positivas en la depreciación por el ajuste en la vida útil de los activos fijos, determinada por la valuación de los mismos, inferior en 8,718 mdp, 11.7%, y por menores compras de combustibles para venta a terceros por 2,206 mdp, 8.0%.

Resultado de operación

A consecuencia de lo anterior, en 2020 el resultado de operación observado fue de 18,840 mdp, inferior en 63,064 mdp, 77.0%, respecto de lo proyectado. Es importante mencionar que, si se excluye la partida extraordinaria derivada de la renegociación del pasivo laboral, el resultado de operación hubiera sido de 94,560 mdp, superior en 12,656 mdp, 15.5%, al proyectado aún con la disminución en los ingresos de la principal línea de negocios de la CFE. Si bien el resultado de la operación en 2020 es menor al proyectado, éste fue positivo en 18,839.5 millones de pesos, a pesar de la fuerte caída de la demanda de electricidad provocada por el Covid-19.

Costo financiero

El costo financiero del ejercicio 2020 fue menor al proyectado en 97,562 mdp, 51.4%, principalmente por un resultado cambiario sustancialmente mejor respecto del estimado por 100,072 mdp, 74.7%, debido a un tipo de cambio de cierre en niveles inferiores a los observados al momento de elaborar las proyecciones.

Impuestos a la utilidad y resultado neto

A consecuencia de una menor actividad económica, y principalmente de partidas extraordinarias que afectaron el resultado, en 2020 los impuestos a la utilidad determinados fueron ligeramente superiores a lo estimado por 400 mdp, 3.3%, con lo cual el resultado neto fue mejor en 41,174 mdp, 34.3%, respecto de lo proyectado. Si no se hubiera presentado la partida extraordinaria por la renegociación en el contrato colectivo, el resultado neto hubiera sido de -10,275 mdp, mejor en 109,818 mdp a la pérdida neta estimada de 120,093 mdp.

Hoja de Balance

En consecuencia, la posición de la hoja de balance auditada en 2020 es más sólida debido al mejor resultado neto respecto del estimado, con mayores niveles de efectivo y patrimonio, y menos deuda. No se debe olvidar que, para efectos de simplificación, el modelo financiero agrupa toda la deuda financiera en el largo plazo, por lo que la distribución entre las distintas cuentas no es completamente comparable, sin embargo, los niveles agregados sí lo son.

COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD
(Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias y Filiales)
Estados consolidados condensados de situación financiera
Al 31 de Diciembre de 2020, auditado y proyectado (Miles de pesos)

Concepto	EEFF 2020 auditados	Art. 99 2020- 2021
ACTIVO		
Activo circulante	233,567,954	247,230,883
Efectivo, Equivalentes y Otras Inversiones	111,914,270	104,378,887
Cuentas por cobrar	109,765,404	112,792,295
Materiales para operación	11,888,280	30,059,702
Prestamos a los trabajadores (Fondo de la Hab.)	15,275,040	14,031,011
Plantas, instalaciones y equipo	1,203,814,126	1,227,030,473
Instrumentos financieros derivados	14,623,283	50,090,161
Otros Activos	50,876,166	151,709,471
Activo por derecho de uso	477,711,898	472,944,084
Impuesto diferido activo	164,451,532	55,834,651
TOTAL ACTIVO	2,160,319,999	2,218,870,736
PASIVO		
A corto plazo	172,594,847	96,316,680
Deuda a corto plazo	54,156,163	42,459,908
Otras cuentas por pagar y pasivos acumulados	91,376,246	31,483,704
Impuestos y derechos por pagar	-	2,181,454
Impuesto a la utilidad	6,393,400	20,191,615
Pasivo por arrendamiento Corto Plazo	20,669,039	
A largo plazo	1,410,411,771	1,564,227,199
Deuda a largo plazo	309,392,439	504,604,685
Obligaciones laborales	487,324,896	455,353,609
Otros pasivos a largo plazo	25,608,334	129,899,727
Pasivo por arrendamiento Largo Plazo	588,086,102	474,369,178
TOTAL PASIVO	1,583,006,618	1,660,543,878
Patrimonio	577,313,381	558,326,857
Aportaciones recibidas Gobierno Federal	5,251	5,251
Aportaciones en especie (Gobierno Federal)	95,004,417	95,004,417
Resultados acumulados	74,305,052	(\$120,063,501)
Otras partidas de utilidad integral	389,822,162	564,773,877
Participación no controlada	18,176,499	18,606,813
PASIVO + PATRIMONIO	2,160,319,999	2,218,870,736

Fuente: CFE, DCF

Programa Operativo Anual

El Programa Operativo Anual (POA) es la base de referencia que permite a través de métricas operativas (Indicadores Estratégicos, Programas, Iniciativas y Proyectos) evaluar el desempeño operativo de la Comisión Federal de Electricidad en sus procesos sustantivos de Generación, Transmisión, Distribución y Suministrador de Servicios Básicos.

Para el año 2020, el programa dio seguimiento a 108 indicadores en estos procesos; 70 Indicadores Estratégicos y 38 métricas de Programas, Iniciativas y Proyectos, mismo número de indicadores del programa 2019. Del total de indicadores, en 37 se encontraron incumplimientos a la meta establecida, 20 están dentro de un margen de desviación respecto de la meta y 51 estuvieron en línea con la meta establecida.

En lo que respecta al **proceso de Generación** con centrales propias, se tuvieron incumplimientos con desviación moderada respecto a la meta de los indicadores: Capacidad Neta, Régimen Térmico Neto e Indisponibilidad por Falla, y con desviación significativa en los indicadores: Generación Neta y Factor de Planta. La principal causa de incumplimiento de los indicadores que no alcanzaron al cien por ciento sus metas fue la disminución en la demanda de energía eléctrica en el país, debido a la contingencia sanitaria del COVID-19, que desaceleró los procesos productivos nacionales y de turismo. Este efecto se materializó principalmente en el bajo despacho de las centrales termoeléctricas las cuales, no obstante que en su mayoría se encontraban disponibles para despacho, no fueron requeridas por el CENACE, en aplicación de los criterios financieros, técnicos y de confiabilidad de la Ley de la Industria Eléctrica con base a la productividad de cada planta.

En cuanto al **proceso de Transmisión**, sus Indicadores Estratégicos, correspondientes a la Red Nacional de Transmisión (RNT), se cumplieron de manera favorable. Sin embargo, se presentaron eventos en la Red de Subtransmisión (RST) que han afectado el suministro de energía a los usuarios, reflejándose en el indicador SAIDI con eventos desfavorables en la RST de las Gerencias Regionales de Transmisión Sureste, Noroeste y Peninsular y el indicador ENS con eventos desfavorables en la RST de la Gerencias Regionales de Transmisión Noreste.

Para el **proceso de Distribución**, se cumplieron 8 de sus 10 indicadores. Sobre los dos restantes es posible comentar que el indicador de Pérdidas con Alta Tensión presentó un resultado de 11.68% contra una meta de 9.99%, lo que representa una desviación desfavorable de -16.92%; y el indicador de Pérdidas en Media Tensión y Baja Tensión tampoco alcanzó la meta con un resultado de 13.84% frente a una meta de 11.71%. Cabe señalar que ambos indicadores fueron afectados por la contingencia sanitaria del COVID-19.

En el **proceso de Suministro Básico**, se presentaron desviaciones moderadas de -0.04 en el indicador de Satisfacción del Cliente; de -1.09 en Compromisos de Servicio; y de -2.27 en el Índice de Cobrabilidad. Los indicadores con desviación significativa fueron: Ingresos por Venta de Energía Eléctrica y Cartera Vencida, con desviaciones del -10.22% y -18.41% respectivamente. Cabe señalar que, con respecto al año anterior, las ventas disminuyeron 5.48%, los productos 10.04% y el precio medio de venta cayó en 4.83%.

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 2020

Semaforización de Resultados Cualitativos									
Empresas Productivas Subsidiarias, Empresas Filiales y Unidad de Negocio	Indicadores Estratégicos				Programas, Iniciativas y Proyectos				
	V	A	R	Tot.	V	A	R	Tot.	
EPS Generación I	1	3	3	7	0	0	3	3	
EPS Generación II	3	1	3	7	0	2	1	3	
EPS Generación III	3	2	2	7	0	0	3	3	
EPS Generación IV	4	1	2	7	0	0	3	3	
EPS Generación V	4	2	0	6	1	0	2	3	
EPS Generación VI	4	3	0	7	1	1	1	3	
UN Central Nucleoeléctrica Laguna Verde	4	2	1	7	0	0	3	3	
EPS Transmisión	5	0	0	5	1	0	1	2	
EPS Distribución	8	0	2	10	9	0	3	12	
EPS Suministrador de Servicios Básicos	2	3	2	7	1	0	2	3	
TOTAL	No.	38	17	15	70	13	3	22	38
	%	54.29	24.29	21.43	100	34.21	7.89	57.89	100
Total Indicadores, Programas, Iniciativas y Proyectos:					No.	51	20	37	108
					%	47.22	18.52	34.26	100

Dentro del Consejo de Administración se da seguimiento puntual y a detalle a los indicadores de cada proceso. Éstos reflejan de manera general la operación de la CFE en las distintas etapas de la cadena de valor. En la siguiente tabla se puede observar un desglose de estos indicadores y su resultado respecto a la meta planteada por el Consejo de Administración.

Tablas de Indicadores Estratégicos del Consejo de Administración:

Proceso de Generación

Indicador	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
Capacidad Neta	MW	42,181	41,262	97.82%	La desviación de 919 MW, se debe a que no entró en operación comercial el proyecto de Valle de México con 629 MW en septiembre y bajas de las U3 y U4 de la central CT Guaymas II, U1 de la CTG La Paz y la U1 de CTG Caborca, las tres de la EPS III. Por otro lado, por parte de la EPS I, se dio de alta la U8 de Tula y por la EPS VI se dio de alta la U11 de Humeros.
Generación Neta	GWh	148,474	120,888	81.42%	La principal causa de incumplimiento en estos tres indicadores fue la disminución en la demanda de energía eléctrica en el país, debido a la extensión de la pandemia mundial que ha desacelerado algunos procesos productivos y de turismo. Este efecto se materializa principalmente en el bajo despacho de las centrales termoeléctricas, las cuales han estado disponibles para generar, no obstante, no fueron requeridas por el CENACE acorde a lo originalmente pronosticado.
Régimen Térmico Neto (todas las unidades)	kJ/kWh	10,517	10,536	99.82%	
Factor de Planta	%	40.25	32.93	81.82%	
Porcentaje de Energía Proveniente de Fuentes Limpias	%	24.82	33.66	135.61%	

Indicador	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
Indisponibilidad por Falla	%	3.89	4.39	87.07%	El indicador se cumple con margen. Las centrales con mayor impacto al resultado negativo fueron: EPS I: C.C.C. El Sauz, C.H. Infiernillo, C.C.C. Valle de México, C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula). C.T., C.T. Valle de México. EPS II C.T. Manzanillo II EPS IV C.TG. La Laguna (TG. Laguna-Chávez) Villa de Reyes C.C.C. Samalayuca II, EPS VI: C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas).
Indisponibilidad por Decremento	%	2.97	1.58	146.94%	Se cumple el indicador debido a la disminución en la generación térmica y que los equipos tuvieron una menor exposición al decremento por menor despacho de generación.

Proceso de Transmisión

Indicador	Red	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
SAIDI	RT	min	0.714	0.095	186.69%	Duración Media de Interrupción por usuario, valor de la RNT Sin Eventos. Apartado 3 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión. Se cumple este indicador.
	RST		2.286	2.121	107.22%	
	RNT		3.000	2.216	126.13%	
SAIFI		núm./clientes	0.055	0.005	190.91%	

Indicador	Red	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
	RT					Frecuencia Media de Interrupción por usuario, valor de la RNT Sin Eventos. Apartado 3 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión. Se cumple este indicador.
	RST		0.145	0.058	160.00%	
	RNT		0.200	0.063	168.50%	
ENS	RT	MWh	663	59	191.10%	Apartado 3 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión. Se cumple este indicador.
	RST		2,337	1,480	136.67%	
	RNT		3,000	1,539	148.70%	
IDT RT (7 GRT's)	RT	%	99.000	99.637	100.64%	Se cumple este indicador.
			99.000	99.544	100.55%	
			99.000	99.830	100.84%	
			99.000	99.585	100.59%	
			99.000	99.716	100.72%	
			99.000	99.740	100.75%	
			99.000	99.092	100.09%	
IDT RT 2 GRT's	RT	%	98.500	99.348	100.86%	
			98.500	99.656	101.17%	
IDT	RST	%	98.000	99.600	101.63%	
	RNT		99.000	99.606	100.61%	
%Pérdidas	RNT	%	3.00	2.71	109.67%	Se cumple este indicador.

Proceso de Distribución

Indicador	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
SAIDI	Min/ Cliente	24.399	22.080	109.50%	Tiempo Total Promedio de Interrupción por usuario: Se cumple el Indicador
SAIFI	Int/ Cliente	0.472	0.455	103.60%	Frecuencia Media de Interrupción por usuario. Se cumple el Indicador
Pérdidas de energía (incluye Alta Tensión)	%	9.99	11.68	83.08%	<p>Para diciembre del 2020, la contingencia sanitaria por COVID-19, origina una contracción económica del país, que se refleja en reducción de ventas principalmente en sectores de la grande y media industria (-3.9% con -2,629 GWh y -9.6% con -9,389 GWh respectivamente), una reducción total nacional de las ventas del -3.5 % con -9,327 GWh. Esta condición ocasionó un comportamiento atípico de la energía recibida con reducción de -2.34 % (-7,341 GWh), a su vez, una reducción en la energía entregada de -3.11 % (-8,691 GWh) lo que repercute en un aumento del porcentaje de energía perdida de 6.47 % (0.71 puntos porcentuales). Quedando el indicador de Pérdidas de energía (incluye Alta Tensión) en 11.68% y el de Pérdidas de energía MT y BT en 13.84%.</p>
Pérdidas de energía MT y BT	%	11.71	13.84	81.81%	
Restablecimiento en Baja Tensión	%	92	92.16	100.17%	Se cumple este indicador.
Restablecimiento sectorial por falla	%	92	95.35	103.64%	Se cumple este indicador.
Conexión en Baja Tensión	%	92	94.52	102.74%	Se cumple este indicador.
Reconexión de servicio cortado	%	92	97.58	106.07%	Se cumple este indicador.
IMU	Inc/ Usu	4.81	4.39	108.73%	Se cumple este indicador.
Reemplazo	%	84.86	85.11	100.29%	Se cumple este indicador.

Proceso de Suministrador de Servicios Básicos

Indicador	UM	Meta Diciembre 2020	Resultado Diciembre 2020	Cumplimiento (Real vs Meta)	Comentarios
Satisfacción del Cliente	%	92.83	92.79	99.96%	Los procesos evaluados con menor puntuación son: Aviso Recibo y Aclaraciones de Pago.
Compromisos de Servicio	%	95	93.96	98.91%	Se compone de 7 indicadores y se realiza una medición de la efectividad en la atención y el cumplimiento de los mismos.
IMU	Inc/Usu.	4.81	4.39	108.73%	Se cumple este indicador.
Índice de cobrabilidad	%	98.79	96.55	97.73%	Este indicador cerró con un 96.55%, y de acuerdo con la meta acumulada establecida presenta una desviación de 2.24 puntos porcentuales por debajo de 98.79%.
Ingresos por venta de energía eléctrica	MDP	404,967	363,566	89.78%	Con respecto al mismo periodo del año anterior, las ventas disminuyeron 5.48%, los productos disminuyeron en un 10.04% y el precio medio de venta cayó en 4.83%. Las ventas acumuladas en diciembre 2020 por energía eléctrica presentaron un decremento del 5.65%, lo que representa 12.4 TWh menos que el mismo periodo del año pasado y los productos facturados registraron una disminución del 9.94%, esto representa 41,215 MDP.
Cartera Vencida	MDP	54,472	64,501	81.59%	La cartera vencida al mes de diciembre 2020 ascendió a 64,501 MDP. 8 estados representan el 86.91% (56,057.18 MDP) del adeudo. Las entidades federativas con mayor adeudo son: Estado de México 29.57% (19,073.79 MDP), Tabasco 22.81% (14,710.50 MDP) y la Ciudad de México 11.33% (7,305.67 MDP). Los adeudos por Problemática Social, Sector Agrícola y Adeudos Estatales y Municipales, aportan el 79% de la Cartera Vencida.
Costo Unitario de Suministro Básico	\$/Clientes	440.85	438.97	100.43%	Se cumple este indicador.

Fuente: Dirección Corporativa de Operaciones.

Conclusión de la Evaluación del Consejo de Administración

Al cierre de 2020, se deben reconocer los avances de la administración de la empresa, en particular en la presentación del Plan de Negocios 2021-2024 y su aprobación por parte del Consejo de Administración. El documento expone la visión y los proyectos prioritarios de la empresa y sirve como base para la evaluación de los proyectos de inversión y los resultados de la empresa. Al contar con él, el Consejo de Administración dispone de mejores herramientas para dar seguimiento al desempeño global de la CFE.

El año 2020 fue marcado por la crisis sanitaria del COVID-19 y por las medidas de confinamiento que implicaron el cierre de actividades no esenciales, lo cual tuvo un impacto negativo importante sobre la demanda de energía eléctrica de los consumidores industriales y comerciales del país. Así, los ingresos totales fueron 2.7 por ciento inferiores a lo proyectado, y la venta de energía eléctrica registraron una reducción de 4.4 por ciento, con respecto a las proyecciones 2020 contenidas en el PDN 2021-2025. Si se comparara con proyecciones del PDN 2018-2022 la caída sería mayor y más ajustada a la realidad. En cuanto a los costos por compra de energía, se compró menos y a precios reducidos ya que la crisis del COVID-19 redujo la demanda global lo que provocó una caída en los precios internacionales de los combustibles. Las menores compras de energía y los menores costos del Mercado Eléctrico Mayorista permitieron disminuir la carga financiera en ese rubro, pero no fueron suficientes para contrarrestar el incremento en obligaciones laborales derivadas de la revisión de las edades de jubilación. Así, a consecuencia de lo anterior, el resultado de operación observado fue de 19,439 mdp, inferior en 65,568 mdp, 77.1%, respecto de lo proyectado.

En el año 2020, el Consejo de Administración sesionó en cuatro ocasiones, dos sesiones ordinarias y dos sesiones extraordinarias. Todas las sesiones tuvieron la modalidad presencial o conexión remota derivado de las medidas de distanciamiento físico impuestas por la contingencia del COVID-19.

De acuerdo al artículo 25 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el Consejo de Administración debe sesionar de manera ordinaria en forma trimestral, conforme al calendario que se acuerde previa convocatoria que formule el Secretario del Consejo, a indicación de su Presidente. Durante 2020 no se llevaron a cabo las cuatro sesiones ordinarias trimestrales originalmente planteadas. Adicionalmente, el Consejo de Administración no tuvo oportunidad de revisar y comentar, durante tales sesiones, los estados financieros trimestrales antes de que fuesen hechos públicos. Algunos consejeros independientes de este Consejo de Administración han enfatizado la importancia de que las sesiones ordinarias trimestrales se lleven a cabo tal como se prevén en el calendario aprobado cada año por los integrantes de este Consejo y que la calendarización permita la evaluación oportuna de los estados financieros.

ANEXO ESTADÍSTICO

Comparativo de Generación Bruta y Neta 2020 vs 2019.

Datos agregados CFE - PIE

Tabla 2.- Generación Bruta y Neta 2019 vs 2020

[Regresar al documento](#)

Generación Bruta SNNR (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	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
Geotérmica	445.25	421.96	452.79	416.73	440.49	424.84	433.82	423.55	400.77	387.21	369.67	383.73	5,001
Eoloeléctrica	12.67	6.3	5.08	6.28	2.08	3.84	8.99	5.02	6.89	5.02	5.37	5.83	73.37
Fotovoltaica	0.56	0.63	0.16	0.95	1.21	0.2	2.57	0.91	0.81	0.84	0.59	0.52	9.96
Ciclo Combinado	3,498	3,347	3,418	3,793	4,086	4,290	4,460	4,665	4,004	3,590	2,579	3,458	45,188
Vapor Convencional	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
Carbón	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
Turbogas	626.57	636.81	665.4	714.94	816.08	791.89	869.12	896.93	796.45	672.64	477.68	412.75	8,377
Turbojet	-	-	-	-	7.36	7.83	2.58	23.27	16.73	16.69	8.5	3.43	86.4
Combustión Interna	149.3	130.59	136.31	144.67	122.65	143.59	149.17	150.71	148.15	142.97	137.2	122.37	1,678
Total	9,873	11,234	11,648	12,004	13,891	14,002	14,274	15,138	12,469	10,551	8,572	8,506	142,162

Generación Bruta CNLV (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	anual
Nuclear	895	466	1,021	865	586	892	1,024	1,047	1,113	1,081	1,134	1,065	11,189

Generación Bruta SNNR (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	1,105	1,006	1,606	2,267	2,767	2,528	2,832	2,918	2,803	2,313	1,675	1,720	25,540
Geotérmica	405.62	363.96	407.35	384.37	424.82	380.91	395.38	363.49	338.55	333.8	338.3	370.75	4,507
Eoloeléctrica	3.38	4.31	4.5	3.24	3.92	4.54	5.68	7.57	5.51	8.76	6.23	6.08	63.73
Fotovoltaica	0.66	0.66	0.77	0.99	1.11	1.07	0.97	0.78	0.71	0.61	0.45	0.44	9.22
Ciclo Combinado	3,877	3,704	3,613	3,165	3,600	3,994	3,995	4,663	3,708	3,122	2,705	2,611	42,758
Vapor Convencional	1,486	1,542	1,876	1,225	1,203	1,391	1,898	2,205	2,168	2,170	1,569	1,237	19,969
Carbón	1,366	1,399	1,443	1,088	1,187	1,231	1,206	829	871	934	982	935	13,472
Turbogas	422.6	387.98	457.15	395.88	389.91	413.95	480.03	482.12	522.77	506.17	456.01	419.78	5,334
Turbojet	1.11	2.84	1.16	0.34	0.08	-	1.02	1.34	1	3.25	5.81	4.54	22.47
Combustión Interna	133.2	141.99	140.03	124.73	125.71	136.67	175.04	181.88	172.74	150.73	129.49	112.69	1,725
Total	8,802	8,552	9,548	8,655	9,703	10,082	10,989	11,652	10,592	9,543	7,867	7,417	113,401

Generación Bruta CNLV (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	1,119	1,112	1,174	1,134	1,035	984	1,021	765	519	1,019	705	589	11,178

Variación SNNR (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	-310	-570	-119	24	31	23	560	727	1,172	910	335	520	3,303
Geotérmica	-39.62	-58	-45.44	-32.36	-15.67	-43.92	-38.44	-60.07	-62.21	-53.41	-31.37	-12.98	-493
Eoloeléctrica	-9.29	-1.99	-0.58	-3.04	1.84	0.7	-3.31	2.55	-1.38	3.74	0.86	0.25	-9.64
Fotovoltaica	0.1	0.02	0.61	0.04	-0.1	0.87	-1.6	-0.13	-0.09	-0.23	-0.14	-0.08	-0.73
Ciclo Combinado	380	356	195	-628	-486	-296	-465	-3	-296	-468	126	-847	-2,430
Vapor Convencional	-358	-1,350	-1,209	-1,722	-2,635	-2,544	-1,722	-1,874	-1,020	-556	-892	-428	-16,310
Carbón	-516	-823	-718	-649	-654	-668	-1,250	-1,873	-1,405	-673	-212	-319	-9,761
Turbogas	-203.97	-248.83	-208.25	-319.05	-426.17	-377.93	-389.09	-414.8	-273.68	-166.47	-21.67	7.03	-3,043
Turbojet	1.11	2.84	1.16	0.34	-7.29	-7.83	-1.57	-21.93	-15.73	-13.45	-2.69	1.11	-63.93
Combustión Interna	-16.09	11.4	3.72	-19.94	3.06	-6.93	25.87	31.17	24.6	7.76	-7.71	-9.68	47
Total	-1,072	-2,682	-2,100	-3,349	-4,188	-3,920	-3,285	-3,486	-1,876	-1,008	-706	-1,088	-28,761

Variación CNLV (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	224	646	153	269	449	93	-4	-282	-594	-62	-429	-475	-12

Generación Neta SNNR (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	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
Geotérmica	421.47	400.05	429.04	394.07	416.37	401.66	409.7	399.27	377.88	365.49	350.34	364.02	4,729
Eoloeléctrica	12.59	6.24	5.04	6.21	2.03	3.79	8.92	4.96	6.82	4.95	5.3	5.79	72.66
Fotovoltaica	0.56	0.63	0.16	0.94	1.2	0.19	2.56	0.91	0.8	0.84	0.59	0.52	9.9
Ciclo Combinado	3,412	3,264	3,332	3,699	3,984	4,181	4,345	4,545	3,898	3,498	2,518	3,372	44,047
Vapor Convencional	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
Carbón	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
Turbogas	611.46	621.87	649.26	698.66	798.1	775.14	850.45	877.68	780.81	657.95	467	404.1	8,192
Turbojet	-	-	-	-	7.18	7.65	2.53	22.71	16.34	16.28	8.28	3.39	84.36
Combustión Interna	142.89	124.67	130.75	138.67	117.95	138.25	142.31	143.82	141.23	136.13	130.72	116.54	1,604
Total	9,446	10,730	11,114	11,503	13,315	13,378	13,634	14,465	11,889	10,066	8,167	8,126	135,833

Generación Neta Facturada EPS V (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,124	6,273	7,334	7,000	8,234	8,145	8,252	8,201	7,449	7,897	7,404	7,059	90,371
Eoloeléctrico	288.85	129.58	191.9	135.22	46.68	78.05	177.26	83	118.69	112.6	250.15	230.7	1,843
Total	7,412	6,402	7,526	7,135	8,281	8,223	8,429	8,284	7,568	8,010	7,654	7,289	92,213

Generación Neta CNLV (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	870	452	991	841	571	867	997	1,016	1,083	1,052	1,104	1,037	10,881

Energía Neta 2019 SNNR + EPS V + CNLV (GWh)													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
SNNR	9,446	10,730	11,114	11,503	13,315	13,378	13,634	14,465	11,889	10,066	8,167	8,126	135,833
EPS V	7,412	6,402	7,526	7,135	8,281	8,223	8,429	8,284	7,568	8,010	7,654	7,289	92,213
CNLV	870	452	991	841	571	867	997	1,016	1,083	1,052	1,104	1,037	10,881
Total	17,729	17,585	19,630	19,480	22,167	22,468	23,060	23,765	20,539	19,128	16,925	16,452	238,927

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	1,092	994	1,590	2,245	2,744	2,507	2,806	2,895	2,780	2,292	1,658	1,701	25,305
Geotérmica	384.61	344.79	384.42	363.67	400.87	358.99	372.33	341.49	317.81	315.01	319.16	350.58	4,254
Eoloeléctrica	3.28	4.26	4.45	3.19	3.86	4.48	5.61	7.51	5.46	8.7	6.19	6.04	63.04
Fotovoltaica	0.66	0.66	0.77	0.98	1.11	1.06	0.96	0.78	0.71	0.6	0.45	0.44	9.17
Ciclo Combinado	3,783	3,613	3,525	3,085	3,510	3,895	3,898	4,552	3,606	3,045	2,643	2,548	41,702
Vapor Convencional	1,248	1,278	1,328	995	1,088	1,130	1,105	751	791	850	900	853	12,317
Carbón	1,366	1,419	1,731	1,126	1,107	1,295	1,770	2,060	2,019	2,020	1,455	1,142	18,511
Turbogas	415.1	380.01	448.27	388.79	383.13	406.57	473.37	474.65	514.68	497.79	448.65	413.01	5,244
Turbojet	1.09	2.82	1.15	0.34	0.07	-	1	1.34	0.99	3.2	5.79	4.53	22.32
Combustión Interna	127.13	136.12	134.1	119.12	119.75	129.94	167.4	173.7	164.8	143.62	123.6	107.57	1,647
Totales	8,421	8,173	9,148	8,327	9,357	9,728	10,600	11,257	10,201	9,176	7,560	7,126	109,074

Energía Neta Facturada (GWh) 2020 EPS V													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,155	6,662	7,907	7,020	7,679	8,466	9,089	9,593	8,805	8,762	7,714	7,181	96,034
Eoloeléctrico	238.71	198.11	147.83	73.9	92.66	97.03	80.55	147.24	96.93	185.82	216.34	261.21	1,836
Total	7,394	6,860	8,055	7,094	7,772	8,563	9,170	9,741	8,901	8,947	7,931	7,442	97,871

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	1,089	1,083	1,142	1,104	1,006	955	991	742	503	990	686	574	10,864

Energía Neta 2020 SNNR + EPS V + CNLV (GWh)													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
SNNR	8,421	8,173	9,148	8,327	9,357	9,728	10,600	11,257	10,201	9,176	7,560	7,126	109,074
EPS V	7,394	6,860	8,055	7,094	7,772	8,563	9,170	9,741	8,901	8,947	7,931	7,442	97,871
CNLV	1,089	1,083	1,142	1,104	1,006	955	991	742	503	990	686	574	10,864
Total	16,903	16,116	18,346	16,526	18,135	19,246	20,760	21,739	19,606	19,113	16,177	15,142	217,809

Variación SNNR (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Hidroeléctrica	-307	-568	-120	19	30	22	554	724	1,166	903	332	514	3,268
Geotérmica	-36.86	-55.26	-44.62	-30.4	-15.5	-42.67	-37.37	-57.79	-60.08	-50.48	-31.19	-13.44	-476
Eoloeléctrica	-9.31	-1.98	-0.59	-3.02	1.83	0.69	-3.31	2.55	-1.36	3.75	0.89	0.25	-9.63
Fotovoltaica	0.1	0.03	0.62	0.04	-0.1	0.87	-1.6	-0.13	-0.1	-0.23	-0.14	-0.08	-0.73
Ciclo Combinado	370	349	194	-613	-474	-286	-447	7	-292	-453	125	-824	-2,345
Vapor Convencional	-455	-1,410	-1,534	-1,746	-2,494	-2,518	-2,244	-3,042	-2,156	-1,669	-1,372	-676	-21,317
Carbón	-376	-643	-264	-473	-586	-443	-501	-447	-85	542	366	-1	-2,911
Turbogas	-196.36	-241.86	-200.99	-309.87	-414.96	-368.56	-377.07	-403.03	-266.13	-160.16	-18.35	8.92	-2,948
Turbojet	1.09	2.82	1.15	0.34	-7.11	-7.65	-1.53	-21.37	-15.34	-13.08	-2.49	1.14	-62.03
Combustión Interna	-15.76	11.45	3.35	-19.55	1.8	-8.31	25.09	29.88	23.56	7.49	-7.12	-8.97	43
Total	-1,025	-2,557	-1,965	-3,176	-3,958	-3,650	-3,034	-3,208	-1,688	-890	-608	-1,000	-26,759

Variación EPS V (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	32	389	573	20	-555	321	837	1,392	1,355	864	311	122	5,664
Eoloeléctrico	-50.14	68.52	-44.07	-61.32	45.98	18.99	-96.71	64.24	-21.76	73.21	-33.81	30.51	-6
Total	-18	458	529	-41	-509	340	741	1,456	1,334	938	277	153	5,657

Variación CNLV (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Nuclear	218	630	152	263	435	88	-7	-274	-580	-62	-417	-463	-16

Variación Energía Neta 2020 - 2019, (SNNR + EPS V + CNLV) (GWh)													
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
SNNR	-1,025	-2,557	-1,965	-3,176	-3,958	-3,650	-3,034	-3,208	-1,688	-890	-608	-1,000	-26,759
EPS V	-18	458	529	-41	-509	340	741	1,456	1,334	938	277	153	5,657
CNLV	218	630	152	263	435	88	-7	-274	-580	-62	-417	-463	-16
Total	-825	-1,469	-1,284	-2,954	-4,032	-3,222	-2,300	-2,026	-934	-14	-748	-1,310	-21,118

Comparativo de Generación Bruta y Neta 2020 vs 2019.

Fuente SNNR: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Fuente: Informe EPS V

Tabla 3.- CFE Generación I: Generación Bruta y Neta 2019 - 2020, mensuales

[Regresar al documento](#)

Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	339	591	846	998	1,123	1,005	1,126	1,179	1,096	1,010	889	873	11,080
Vapor C.	750	693	683	619	808	878	883	908	846	762	656	596	9,083
Hidroeléctrica	507	448	508	641	724	428	567	513	510	395	383	284	5,909
Turbogas	251	234	242	233	254	239	263	291	219	230	140	103	2,697
Cogeneración	294	249	298	270	283	289	282	300	289	224	211	243	3,232
Total	2,142	2,215	2,577	2,762	3,192	2,840	3,122	3,191	2,962	2,626	2,279	2,099	32,001

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,051	1,052	1,053	774	846	868	791	1,013	1,008	795	918	863	11,037
Vapor C.	659	595	935	578	424	642	734	715	778	688	662	491	7,902
Hidroeléctrica	245	227	428	686	749	441	459	575	1,029	807	341	379	6,366
Turbogas	82	76	88	57	48	67	39	48	68	74	70	58	775
Cogeneración	304	265	300	287	279	266	296	265	291	291	267	299	3,411
Total	2,359	2,277	2,868	2,512	2,389	2,430	2,399	2,662	3,175	2,690	2,331	2,132	29,447

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	712	461	207	-224	-277	-137	-335	-166	-88	-215	29	-10	-43
Vapor C.	-91	-98	252	-41	-384	-236	-149	-193	-68	-74	6	-105	-1,181
Hidroeléctrica	-262	-221	-80	45	25	13	-108	62	519	412	-42	95	457
Turbogas	-169	-158	-154	-176	-206	-172	-224	-243	-151	-156	-70	-45	-1,922
Cogeneración	10	16	2	17	-4	-23	14	-35	2	67	56	56	179
Total	217	62	291	-250	-803	-410	-723	-529	213	64	52	33	-2,554

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación I

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	331	574	824	971	1,094	979	1,097	1,149	1,069	986	872	853	10,798
Vapor C.	693	642	635	576	749	808	815	842	783	701	603	544	8,392
Hidroeléctrica	502	444	504	636	719	425	562	508	505	392	380	281	5,857
Turbogas	240	224	231	222	242	228	251	278	209	220	133	98	2,577
Cogeneración	291	246	294	266	279	285	278	296	285	221	208	239	3,187
Total	2,056	2,129	2,487	2,672	3,082	2,725	3,003	3,073	2,851	2,520	2,195	2,015	30,811

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,025	1,024	1,027	753	822	842	773	988	977	773	897	839	10,745
Vapor C.	605	548	866	535	390	598	684	666	723	642	617	454	7,328
Hidroeléctrica	243	225	425	681	743	438	456	571	1,022	800	338	376	6,318
Turbogas	63	72	84	55	46	64	37	46	65	71	68	55	726
Cogeneración	300	261	296	283	275	263	292	261	287	287	263	295	3,363
Total	2,236	2,130	2,698	2,307	2,276	2,205	2,242	2,532	3,074	2,573	2,183	2,019	28,480

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	694	450	203	-218	-272	-137	-324	-161	-92	-213	25	-14	-58
Vapor C.	-88	-94	231	-41	-359	-210	-131	-176	-60	-59	14	-90	-1,064
Hidroeléctrica	-259	-219	-79	45	24	13	-106	63	517	408	-42	95	461
Turbogas	-177	-152	-147	-167	-196	-164	-214	-232	-144	-149	-65	-43	-1,851
Cogeneración	9	15	2	17	-4	-22	14	-35	2	66	55	56	176
Total	179	0	210	-364	-807	-520	-761	-541	223	53	-13	4	-2,336

Comparativo de Generación Neta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 4.- CFE Generación I - Utilización mensual fuentes primarias de energía

[Regresar al documento](#)

2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	5	5	5	5	6	6	6	6	5	3	3	3	59
Gas Natural (TJ)	11,901	12,300	14,387	14,787	17,002	17,501	18,252	19,001	18,241	17,873	15,305	14,867	191,417
Agua Turbinada (Mm ³)	1,958	1,767	2,090	2,807	3,402	1,558	2,449	2,004	2,158	1,880	1,933	1,447	25,452

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	4	3	4	3	2	4	5	3	5	5	4	3	44
Gas Natural (TJ)	15,610	16,116	19,342	13,933	13,185	13,587	13,370	15,836	15,219	12,505	13,814	13,121	175,638
Agua Turbinada (Mm ³)	1,124	1,052	1,895	2,984	3,539	1,810	1,799	2,339	4,952	4,064	1,682	1,910	29,149

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	-1	-2	-1	-2	-4	-2	-1	-3	0	1	1	0	-15
Gas Natural (TJ)	3,710	3,816	4,955	-853	-3,817	-3,914	-4,882	-3,165	-3,022	-5,368	-1,491	-1,747	-15,779
Agua Turbinada (Mm ³)	-834	-715	-196	177	137	253	-650	334	2,795	2,184	-251	463	3,697

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 EPS CFE Generación I
Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 5.- CFE Generación I - Principales Indicadores Financieros 2019 – 2020
[Regresar al documento](#)

2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	937	-2,215	-183	-447	2,604	-676	-1,157	343	69	-0.385	-1,831	-8,380	-10,937
Ingresos	4,481	1,274	4,282	3,004	5,429	3,468	3,050	4,477	4,495	3,276	1,663	2,234	41,133
Costos y Gastos	3,545	3,489	4,465	3,451	2,825	4,143	4,208	4,134	4,426	3,276	3,494	10,614	52,070

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-1,099	-368	-1,263	-724	-649	-539	-1,116	-1,129	-740	-1,177	-50	-2,789	-11,643
Ingresos	3,028	2,027	879	1,900	1,415	2,092	2,140	2,132	2,576	1,941	3,765	987	24,882
Costos y Gastos	4,128	2,395	2,142	2,623	2,064	2,631	3,256	3,261	3,316	3,118	3,815	3,776	36,524

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-2,036	1,847	-1,081	-276	-3,253	137	41	-1,471	-810	-1,177	1,781	5,591	-706
Ingresos	-1,453	753	-3,403	-1,104	-4,014	-1,376	-911	-2,344	-1,920	-1,334	2,102	-1,247	-16,251
Costos y Gastos	583	-1,094	-2,323	-828	-761	-1,513	-952	-873	-1,110	-158	321	-6,838	-15,545

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación I

 Fuente: Cubos de Esbasse FI. Cifras en millones de pesos.
 Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020.

Tabla 6.- CFE Generación II - Generación Bruta y Neta 2019-2020
[Regresar al documento](#)

Generación Bruta (GWh) 2019 - CFE Generación II													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	900	861	742	1,000	1,020	973	980	994	768	904	511	835	10,489
Vapor C.	133	323	513	491	558	557	437	634	464	413	347	209	5,078
Carboeléctrica	1,453	1,423	1,330	977	1,015	1,102	1,517	1,693	1,336	1,069	658	715	14,286
Geotermoelectrica	140	131	134	123	129	129	131	138	118	143	122	131	1,567
Hidroeléctrico	188	303	436	621	566	876	479	478	322	203	188	158	4,818
Total	2,814	3,040	3,154	3,212	3,288	3,637	3,544	3,936	3,008	2,731	1,826	2,048	36,239

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	834	832	753	776	889	900	674	1,019	700	465	456	490	8,788
Vapor C.	61	114	84	39	48	77	169	170	189	265	164	170	1,550
Carboeléctrica	868	933	859	534	674	802	859	635	632	575	422	168	7,963
Geotermoelectrica	144	129	145	141	171	140	139	115	104	100	76	98	1,503
Hidroeléctrico	171	165	218	397	459	409	575	646	369	265	228	173	4,075
Total	2,078	2,172	2,060	1,887	2,241	2,329	2,416	2,586	1,993	1,670	1,347	1,100	23,879

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-66	-29	11	-224	-131	-73	-306	25	-68	-439	-55	-345	-1,701
Vapor C.	-72	-209	-429	-452	-510	-480	-268	-464	-275	-148	-183	-39	-3,528
Carboeléctrica	-585	-490	-471	-443	-341	-300	-658	-1,058	-704	-494	-236	-547	-6,323
Geotermoeléctrica	4	-2	11	18	42	11	8	-23	-14	-43	-46	-33	-64
Hidroeléctrico	-17	-138	-218	-224	-107	-467	96	168	47	62	40	15	-743
Total	-736	-868	-1,094	-1,325	-1,047	-1,308	-1,128	-1,350	-1,015	-1,061	-479	-948	-12,360

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Generación Neta (GWh) 2019 CFE Generación II													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	879	842	725	981	1,000	953	960	972	749	885	499	816	10,261
Vapor C.	123	298	476	456	519	517	404	590	428	380	318	190	4,699
Carboeléctrica	1,351	1,326	1,231	897	933	1,010	1,411	1,578	1,242	992	600	653	13,224
Geotermoeléctrica	133	125	127	117	123	123	124	130	112	135	117	122	1,490
Hidroeléctrica	186	300	432	617	560	869	474	472	318	200	185	156	4,769
Total	2,672	2,892	2,991	3,069	3,134	3,472	3,374	3,743	2,848	2,591	1,720	1,936	34,443

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	814	813	736	757	868	879	657	998	683	453	445	480	8,584
Vapor Convencional	55	104	77	35	43	71	155	156	172	238	147	156	1,410
Carboeléctrica	798	858	796	489	623	744	795	581	581	526	390	151	7,331
Geotermoeléctrica	137	123	137	134	162	133	132	109	98	95	72	93	1,425
Hidroeléctrica	168	162	216	393	454	404	569	640	364	261	225	170	4,026
Total	1,973	2,060	1,962	1,808	2,149	2,231	2,307	2,484	1,898	1,574	1,280	1,050	22,776

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-65	-29	11	-224	-132	-74	-303	26	-66	-432	-54	-336	-1,677
Vapor C.	-68	-194	-399	-421	-476	-446	-249	-434	-256	-142	-171	-34	-3,289
Carboeléctrica	-553	-468	-435	-408	-310	-266	-616	-997	-661	-466	-210	-502	-5,893
Geotermoeléctrica	4	-2	10	17	39	10	8	-21	-14	-40	-45	-29	-65
Hidroeléctrica	-18	-138	-216	-224	-106	-465	95	168	46	61	40	14	-743
Total	-699	-832	-1,029	-1,261	-985	-1,241	-1,067	-1,259	-950	-1,017	-440	-886	-11,667

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Neta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 7.- Utilización de fuentes primarias CFE Generación II

[Regresar al documento](#)

2019 CFE Generación II													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1,335	1,690	3,363	2,310	1,609	2,826	964	2,224	1,638	356	298	128	18,741
Diésel (TJ)	63	28	32	21	22	122	32	24	28	47	49	97	563
Gas Natural (TJ)	6,832	8,320	7,716	10,322	11,900	10,401	11,236	12,061	9,407	11,289	7,534	8,536	115,555
Carbón (TJ)	14,384	13,900	13,060	9,674	10,094	11,066	14,985	16,655	13,403	10,945	6,820	7,343	142,328
Agua Turbinada (Mm ³)	445	377	363	325	349	414	393	381	350	401	316	290	4,404

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	0	0	585	411	0	0	0	325	29	0	0	1,694	3,042
Diésel (TJ)	89	52	20	53	28	51	44	50	27	19	7	105	545
Gas Natural (TJ)	7,065	7,613	6,054	5,941	7,257	7,580	7,077	9,158	7,367	6,656	5,318	5,478	82,564
Carbón (TJ)	8,723	9,417	8,506	5,395	6,700	7,912	8,671	6,610	6,587	6,077	4,384	0	78,982
Agua Turbinada (Mm ³)	248	321	354	290	194	316	342	321	277	279	163	232	3,337

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	-1,335	-1,690	-2,778	-1,899	-1,609	-2,826	-964	-1,899	-1,609	-356	-298	1,565	-15,698
Diésel (TJ)	27	24	-12	33	6	-71	13	26	-1	-28	-42	8	-18
Gas Natural (TJ)	233	-707	-1,662	-4,382	-4,643	-2,821	-4,158	-2,903	-2,040	-4,633	-2,216	-3,058	-32,990
Carbón (TJ)	-5,661	-4,483	-4,554	-4,279	-3,394	-3,154	-6,313	-10,046	-6,815	-4,869	-2,437	-7,343	-63,346
Agua Turbinada (Mm ³)	-197	-56	-9	-35	-155	-98	-52	-60	-73	-122	-153	-58	-1,067

Valores mensuales no acumulados.

Incluye Energía de unidades en puesta en servicio.

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación II

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 8.- CFE Generación II - Principales Indicadores Financieros 2019-2020

[Regresar a documento](#)

CFE Generación II - Meta 2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-720	-1,095	-1,210	-1,139	-1,635	-2,060	-2,614	-2,747	-4,221	-5,030	-5,401	-6,066	-6,066
Ingresos	3,346	6,652	10,304	13,493	16,403	19,367	22,375	26,418	27,999	31,040	34,228	37,099	37,099
Costos y Gastos	4,066	7,747	11,515	14,633	18,038	21,427	24,989	29,166	32,221	36,070	39,629	43,165	43,165

Real 2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-126	394	-400	1,728	3,165	1,735	2,505	4,082	5,654	6,201	6,286	5,851	5,851
Ingresos	2,956	5,816	8,688	11,749	14,746	17,758	20,934	24,368	28,564	31,603	34,093	36,357	36,357
Costos y Gastos	3,083	5,422	9,089	10,021	11,581	16,023	18,429	20,286	22,910	25,402	27,807	30,506	30,506

Variación (meta - real)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	594	1,490	810	2,867	4,800	3,795	5,119	6,829	9,876	11,231	11,687	11,917	11,917
Ingresos	-389	-836	-1,616	-1,745	-1,657	-1,609	-1,441	-2,050	565	563	-135	-742	-742
Costos y Gastos	-983	-2,325	-2,426	-4,611	-6,457	-5,403	-6,560	-8,879	-9,311	-10,668	-11,822	-12,658	-12,658

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación II

Fuente: Cubos de Esbasse FI. Cifras en millones de pesos.
 Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre 2020.

Tabla 9.- CFE Generación III - Generación Bruta y Neta 2019 – 2020

[Regreso al documento](#)

CFE Generación III - Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	539	635	743	580	610	795	928	1049	828	481	437	260	7,884
Ciclo Combinado	648	468	426	416	336	670	799	793	629	381	321	836	6,723
Hidroeléctrica	286	338	319	199	148	142	147	127	96	121	242	347	2511
Turbogas	26	26	17	12	21	35	79	114	121	67	35	31	583
Combustión Interna	148	129	135	143	121	142	147	148	146	141	136	121	1658
Geotérmica	278	257	282	258	275	261	266	253	249	238	240	246	3104
Solar Fotovoltaica	1	1	0	1	1	0	3	1	1	1	1	1	10
Total	1,926	1,855	1,922	1,609	1,512	2,044	2,368	2,485	2,070	1,429	1,411	1,842	22,472

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	246	183	272	270	352	498	698	853	759	730	235	152	5,248
Ciclo Combinado	944	913	840	874	1,079	1,099	1,251	1,237	910	1,104	932	980	12,163
Hidroeléctrica	258	232	357	332	269	205	198	173	91	189	297	229	2,830
Turbogas	30	24	34	27	36	48	95	117	87	96	59	44	697
Combustión Interna	133	141	139	124	125	136	174	181	172	150	129	112	1,716
Geotérmica	244	227	237	233	226	216	224	215	200	200	213	230	2,666
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Total	1,855	1,721	1,880	1,862	2,089	2,202	2,641	2,776	2,220	2,469	1,865	1,748	25,328

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	-293	-452	-471	-309	-258	-297	-230	-195	-69	249	-202	-108	-2,636
Ciclo Combinado	296	445	414	459	743	429	452	444	280	723	611	144	5,440
Hidroeléctrica	-28	-106	38	133	121	63	51	46	-5	68	55	-118	319
Turbogas	4	-2	18	15	15	13	16	3	-33	29	24	13	114
Combustión Interna	-15	12	4	-19	4	-6	27	33	26	9	-7	-9	58
Geotérmica	-34	-30	-46	-25	-49	-44	-42	-38	-49	-38	-27	-16	-438
Solar Fotovoltaica	0	0	1	0	0	1	-2	0	0	0	0	0	-1
Total	-71	-134	-43	253	577	158	273	291	150	1,041	455	-94	2,856

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación III

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

CFE Generación III - Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	495	589	686	535	565	734	861	977	767	444	402	238	7,295
Ciclo Combinado	632	456	415	404	326	650	776	771	612	371	313	814	6,542
Hidroeléctrica	284	336	317	197	147	141	146	126	95	120	240	345	2,494
Turbogas	25	26	16	12	21	34	78	113	120	66	35	31	578
Combustión Interna	142	124	129	137	116	136	140	142	140	134	129	115	1,585
Geotérmica	262	243	267	244	259	245	250	237	234	223	227	233	2,925
Solar Fotovoltaica	1	1	0	1	1	0	3	1	1	1	1	1	10
Total	1,842	1,775	1,831	1,530	1,436	1,941	2,254	2,367	1,968	1,360	1,347	1,777	21,430

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	230	167	249	249	325	465	654	801	712	683	219	141	4,894
Ciclo Combinado	921	893	820	853	1,056	1,073	1,221	1,207	883	1,079	912	958	11,874
Hidroeléctrica	257	231	354	329	267	203	197	172	90	188	295	226	2,807
Turbogas	30	24	34	27	36	47	94	116	87	95	59	44	692
Combustión Interna	127	135	133	118	119	129	167	173	164	143	123	107	1,638
Geotérmica	231	215	223	220	213	203	210	201	187	188	201	218	2,510
Solar Fotovoltaica	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	9
Total	1,795	1,665	1,814	1,798	2,016	2,121	2,543	2,669	2,123	2,377	1,809	1,694	24,425

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Vapor C.	-266	-422	-437	-286	-240	-269	-208	-176	-55	239	-183	-97	-2,401
Ciclo Combinado	289	436	405	449	729	423	445	435	271	708	598	144	5,332
Hidroeléctrica	-28	-105	37	132	120	62	51	45	-5	68	55	-119	313
Turbogas	4	-2	18	15	15	13	16	3	-33	29	24	13	114
Combustión Interna	-15	12	4	-19	3	-7	26	31	24	9	-6	-8	53
Geotérmica	-31	-29	-44	-23	-46	-43	-40	-36	-46	-35	-26	-16	-415
Solar Fotovoltaica	0	0	1	0	0	1	-2	0	0	0	0	0	-1
Total	-47	-110	-17	267	580	179	288	302	156	1,018	462	-83	2,995

Comparativo de Generación Neta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación III
 Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 10.- CFE Generación III: Utilización de fuentes primarias 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación III - 2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1,839	1,894	3,234	3,605	2,895	3,873	4,198	4,269	3,879	2,042	1,872	1,658	35,257
Diesel (TJ)	139.1	318.3	303.8	191.7	275.9	512.2	1,022	1,163	941.0	621.6	391.6	160.5	6,041.4
Gas Natural (TJ)	10.8	10.1	9.4	7.5	7.7	11.5	13.9	15.4	12.5	8.0	7.0	9.0	122.8
Agua Turbinada (Mm ³)	1,498	1,792	1,963	1,441	1,098	879	958	784	578	566	1,323	1,426	14,305

CFE Generación III - 2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	2,021	1,842	1,914	1,507	1,956	2,161	2,183	2,188	2,272	2,125	2,436	1,733	24,339
Diesel (TJ)	98.8	52.4	96.9	70.8	161.6	238.4	431.8	739.1	667.5	688.8	287.0	221.2	3,754.3
Gas Natural (TJ)	9.6	8.5	9.2	9.6	11.4	13.1	17.3	19.2	15.5	16.3	8.7	8.8	147.1
Agua Turbinada (Mm ³)	1,316	1,475	2,033	1,931	1,582	1,116	1,028	913	588	1,113	1,703	1,387	16,183

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	182	-52	-1,320	-2,098	-939	-1,712	-2,015	-2,081	-1,606	83	565	76	-10,918
Diesel (TJ)	-40.3	-265.8	-206.9	-120.9	-114.3	-273.8	-590.3	-424.3	-273.5	67.2	-104.6	60.6	-2,287.1
Gas Natural (TJ)	-1.2	-1.6	-0.3	2.1	3.7	1.6	3.4	3.8	3.0	8.2	1.7	-0.2	24.3
Agua Turbinada (Mm ³)	-182	-318	70	490	484	237	70	129	10	548	379	-39	1,878

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 EPS CFE Generación III

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 11.- CFE Generación III: Principales Indicadores Financieros 2019-2020

[Regresar a documento](#)

CFE Generación III - 2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-373	-76	-1,242	-1,707	-1,006	-729	-1,693	-1,450	1,544	-1,022	-2,640	-10,962	-10,962
Ingresos	3,161	6,624	10,470	13,324	18,033	21,028	24,912	29,466	33,406	37,636	39,474	42,508	42,508
Costos y Gastos	3,534	6,700	11,712	15,031	19,039	21,757	26,604	30,917	34,950	38,658	42,114	53,470	53,470

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-636	-47	298	750	1,573	206	567	-448	-313	-341	143	-1,617	-1,617
Ingresos	1,308	3,021	5,001	7,609	10,421	12,841	16,350	21,052	24,620	27,907	31,306	34,180	34,180
Costos y Gastos	1,944	3,068	4,702	6,859	8,848	12,634	15,783	21,500	24,932	28,248	31,164	35,797	35,797

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-263	29	1,540	2,457	2,579	935	2,259	1,002	-1,857	681	2,783	9,345	9,345
Ingresos	-1,853	-3,603	-5,470	-5,715	-7,612	-8,188	-8,562	-8,414	-8,786	-9,729	-8,168	-8,329	-8,329
Costos y Gastos	-1,590	-3,632	-7,010	-8,172	-10,191	-9,123	-10,821	-9,416	-10,018	-10,410	-10,951	-17,674	-17,674

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación III

Fuente: Cubos de Esbasse FI. Cifras en millones de pesos.
Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020.

Tabla 12.- CFE Generación IV: Generación Bruta y Neta 2019-2020

[Regresar a documento](#)

CFE Generación IV - Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,267	1,150	1,181	1,184	1,375	1,363	1,252	1,393	1,251	1,098	761	714	13,989
Vapor C.	141	533	424	596	791	902	753	763	524	548	377	88	6,439
Hidroeléctrica	15	6	7	40	35	8	8	15	9	7	7	11	168
Carbón	429	799	831	761	827	796	939	1,010	941	538	537	539	8,947
Turbogas	52	87	52	64	81	82	89	101	103	72	20	4	807
Total	1,904	2,575	2,495	2,644	3,109	3,151	3,041	3,281	2,829	2,263	1,701	1,356	30,350

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	810	619	664	585	552	949	1,066	1,160	884	592	284	104	8,269
Vapor C.	197	254	92	23	196	107	253	376	337	338	198	178	2,549
Hidroeléctrica	11	14	43	21	18	6	10	5	5	6	6	6	152
Carbón	498	466	584	554	513	429	347	194	239	359	560	767	5,510
Turbogas	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	7	84
Total	1,523	1,362	1,391	1,187	1,279	1,491	1,681	1,741	1,468	1,319	1,061	1,062	16,564

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-457	-531	-517	-599	-823	-414	-186	-233	-368	-506	-477	-610	-5,720
Vapor C.	56	-279	-332	-573	-595	-795	-499	-387	-188	-210	-179	90	-3,890
Hidroeléctrica	-3	7	35	-19	-16	-2	3	-10	-4	-1	0	-5	-15
Carbón	69	-333	-247	-207	-314	-368	-592	-816	-702	-179	23	228	-3,437
Turbogas	-46	-77	-44	-60	-81	-82	-86	-95	-100	-48	-7	2	-723
Total	-381	-1,213	-1,104	-1,458	-1,830	-1,660	-1,361	-1,540	-1,361	-945	-640	-294	-13,786

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación IV.

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	1,238	1,123	1,154	1,155	1,342	1,329	1,221	1,358	1,220	1,071	742	696	13,651
Vapor C.	133	498	395	560	745	839	697	709	488	511	350	82	6,006
Hidroeléctrica	14	6	7	40	34	8	8	14	9	7	7	11	166
Carbón	391	736	764	701	760	728	860	929	863	487	489	491	8,199
Turbogas	52	86	51	64	81	81	89	100	102	72	20	4	802
Total	1,828	2,450	2,372	2,519	2,963	2,986	2,875	3,111	2,682	2,147	1,607	1,284	28,824

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	791	604	648	570	538	926	1,040	1,132	862	577	278	102	8,069
Vapor C.	184	237	86	21	183	101	239	355	317	319	186	169	2,396
Hidroeléctrica	11	13	42	21	18	6	10	5	5	6	6	6	150
Carbón	450	420	532	506	465	386	310	169	210	324	510	703	4,985
Turbogas	6	10	7	4	0	0	4	6	3	24	13	6	84
Total	1,443	1,284	1,316	1,123	1,204	1,419	1,603	1,667	1,397	1,249	992	986	15,684

Variación (2020 – 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-447	-519	-506	-585	-804	-403	-182	-225	-358	-494	-464	-595	-5,582
Vapor C.	51	-261	-309	-539	-562	-738	-458	-355	-171	-192	-165	87	-3,611
Hidroeléctrica	-3	7	35	-19	-16	-2	3	-10	-4	-1	0	-5	-16
Carbón	59	-316	-232	-194	-295	-342	-550	-760	-653	-163	21	212	-3,213
Turbogas	-45	-76	-44	-59	-81	-81	-85	-94	-99	-48	-7	2	-718
Total	-385	-1,165	-1,056	-1,396	-1,759	-1,566	-1,272	-1,444	-1,285	-898	-615	-298	-13,140

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación IV.

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Tabla 13.- CFE Generación IV: Utilización de fuentes primarias 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación IV - 2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	0.4	4	3.2	4.8	4.8	5.5	4.7	4.7	3.2	1.7	0.9	0.2	38.1
Diesel (TJ)	0	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	1.4
Gas Natural (TJ)	12,276	12,213	12,313	12,123	16,243	16,924	15,238	16,750	14,439	14,447	9,647	6,797	159,409
Carbón (TJ)	4,325	8,157	8,449	7,701	8,342	8,232	9,822	10,651	9,743	5,548	5,510	5,381	91,861
Agua Turbinada (Mm ³)	0.2	0.1	0.1	0.4	0.4	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	1.8

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1.5	1.2	0.6	0.3	1.1	0.4	2.4	3.2	1.8	2.3	1.6	1.8	18.2
Diesel (TJ)	0.1	0.1	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0	0.1	0.1	0.2	0.2	1.3
Gas Natural (TJ)	7,537	6,903	6,108	4,910	5,582	8,905	9,222	10,514	9,106	6,720	3,160	1,178	79,844
Carbón (TJ)	4,975	4,736	5,877	5,627	4,952	4,359	3,559	1,982	2,434	3,636	5,531	7,596	55,265
Agua Turbinada (Mm ³)	0.1	0.1	0.5	0.3	0.2	0.1	0.1	0	0	0.1	0.1	0.1	1.6

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	1.1	-2.9	-2.6	-4.5	-3.6	-5.1	-2.3	-1.5	-1.3	0.6	0.7	1.6	-19.9
Diesel (TJ)	0.1	-0.1	0.1	0	-0.1	-0.2	0	-0.1	0	-0.1	0.1	0.2	-0.1
Gas Natural (TJ)	-4,739	-5,310	-6,205	-7,212	-10,662	-8,019	-6,016	-6,236	-5,333	-7,727	-6,487	-5,619	-79,565
Carbón (TJ)	650	-3,421	-2,571	-2,074	-3,391	-3,874	-6,262	-8,669	-7,309	-1,912	21	2,215	-36,596
Agua Turbinada (Mm ³)	-0.1	0	0.4	-0.1	-0.2	0	0	-0.1	0	0	0	0	-0.2

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación IV.

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG).

Tabla 14.- CFE Generación IV: Principales Indicadores Financieros 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación IV - 2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	751	692	218	398	354	-128	1,079	-1,067	744	-1,414	-3,058	-261	-261
Ingresos	2,478	5,491	7,798	10,823	14,564	18,728	23,454	25,418	30,264	31,527	33,331	35,674	35,674
Costos y Gastos	1,727	4,799	7,580	10,425	14,210	18,856	22,375	26,485	29,520	32,941	36,389	35,935	35,935

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	109	-139	-468	-1,175	-1,614	-1,254	-1,608	-2,019	-2,406	-2,658	-3,585	-4,040	-4,040
Ingresos	9,524	10,657	11,764	5,227	6,731	8,341	9,570	11,343	12,559	14,152	16,091	17,496	17,496
Costos y Gastos	9,415	10,796	12,232	6,402	8,345	9,595	11,178	13,362	14,965	16,810	19,676	21,536	21,536

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-642	-831	-686	-1,573	-1,968	-1,126	-2,687	-952	-3,150	-1,244	-527	-3,779	-3,779
Ingresos	7,046	5,166	3,966	-5,596	-7,833	-10,387	-13,884	-14,075	-17,705	-17,375	-17,240	-18,178	-18,178
Costos y Gastos	7,688	5,997	4,652	-4,023	-5,865	-9,261	-11,197	-13,123	-14,555	-16,131	-16,713	-14,399	-14,399

Tabla 6: Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación IV

Fuente: Cubos de Esbase FI. Cifras en millones de pesos.
Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020.

Tabla 15.- CFE Generación V: Energía Neta Facturada 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación V -Energía Neta Facturada (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,123.5	6,272.8	7,334.0	7,000.2	8,234.0	8,144.7	8,251.6	8,201.2	7,449.2	7,897.3	7,403.6	7,058.5	9,0370.8
Eoloeléctrico	288.8	129.6	191.9	135.2	46.7	78.0	177.3	83.0	118.7	112.6	250.1	230.7	1,842.7
Total	7,412.4	6,402.3	7,525.9	7,135.4	8,280.7	8,222.8	8,428.9	8,284.2	7,567.9	8,009.9	7,653.8	7,289.2	92,213.4

Energía Neta Facturada (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	7,155.2	6,662.2	7,907.4	7,020.4	7,679.3	8,466.2	9,089.0	9,593.3	8,804.6	8,761.6	7,714.4	7,180.8	96,034.4
Eoloeléctrico	238.7	198.1	147.8	73.9	92.7	97.0	80.6	147.2	96.9	185.8	216.3	261.2	1,836.3
Total	7,393.9	6,860.3	8,055.2	7,094.3	7,771.9	8,563.2	9,169.6	9,740.5	8,901.5	8,947.5	7,930.7	7,442.0	97,870.7

Variación (2020 - 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Ciclo Combinado	31.7	389.5	573.4	20.2	-554.7	321.4	837.4	1,392.1	1355.3	864.4	310.7	122.2	5,663.6
Eoloeléctrico	-50.1	68.5	-44.1	-61.3	46.0	19.0	-96.7	64.2	-21.8	73.2	-33.8	30.5	-6.3
Total	-18.4	458.0	529.3	-41.1	-508.7	340.4	740.7	1456.3	1333.6	937.6	276.9	152.7	5,657.3

Tabla 16.- CFE Generación VI: Generación Bruta y Neta 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación VI - Generación Bruta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	344	277	222	195	231	280	301	306	260	196	95	200	2,906
Diesel	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4	7
Eoloeléctrica	13	6	5	6	2	4	9	5	7	5	5	6	73
Geotérmica	27	33	36	35	35	35	37	37	34	26	27	26	394
Hidroeléctrica	419	481	455	742	1,262	1,050	1,071	1,059	694	678	520	400	8,831
Turbogas	3	36	46	112	140	112	98	57	28	49	46	21	748
Vapor C.	281	708	721	661	1,071	804	619	726	525	523	644	512	7,794
Total	1,085	1,541	1,485	1,752	2,742	2,285	2,137	2,190	1,548	1,478	1,338	1,165	20,753

Generación Bruta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	238	287	301	155	233	178	212	233	207	166	114	174	2,500
Diesel	0.5	0.6	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.3	0.4	0.6	8
Eoloeléctrica	3	4	5	3	4	5	6	8	6	9	6	6	64
Geotérmica	37	27	25	10	27	24	32	33	34	33	49	42	377
Hidroeléctrica	420	369	560	832	1,272	1,467	1,589	1,519	1,309	1,046	802	932	12,116
Turbogas	14	14	24	15	16	9	18	16	22	10	20	12	189
Vapor C.	323	396	492	315	182	67	43	90	106	150	310	245	2,720
Total	1,035	1,097	1,407	1,331	1,735	1,751	1,900	1,899	1,684	1,415	1,302	1,411	17,974

Variación (2020 - 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-105	10	79	-39	2	-101	-89	-73	-53	-30	19	-26	-406
Diesel	0.3	0.3	0.6	0.4	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.2	0.2	1.2
Eoloeléctrica	-9	-2	-1	-3	2	1	-3	3	-1	4	1	0	-10
Geotérmica	9.7	-6.4	-11.4	-25.4	-8.6	-11.0	-4.9	-3.9	18	7	21	16	-17.1
Hidroeléctrica	1	-112	105	90	10	417	518	460	615	369	282	531	3,285
Turbogas	11	-22	-22	-97	-124	-103	-81	-41	-6	-39	-26	-9	-559
Vapor C.	43	-312	-229	-346	-888	-737	-576	-636	-419	-373	-334	-267	-5,074
Total	-49.8	-444.2	-78.1	-420.8	-1,006	-534	-236	-291	135	-62	-36	246	-2,779

Comparativo de Generación Bruta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación VI
 Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

CFE Generación VI - Generación Neta (GWh) 2019													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	332	268	214	187	222	269	290	295	250	188	92	193	2,800
Diesel	0.2	0.3	0.5	0.6	0.8	0.7	0.8	0.8	0.8	0.7	0.6	0.4	7
Eoloeléctrica	13	6	5	6	2	4	9	5	7	5	5	6	73
Geotérmica	25	31	34	33	33	33	35	35	32	25	25	24	373
Hidroeléctrica	426	476	450	737	1,254	1,042	1,063	1,050	687	671	515	394	8,752
Turbogas	3	35	46	111	138	111	97	57	28	49	45	21	740
Vapor C.	259	660	670	614	1,003	749	571	674	483	483	598	476	7,241
Total	1,045	1,477	1,420	1,689	2,653	2,209	2,067	2,116	1,487	1,421	1,281	1,114	19,985

Generación Neta (GWh) 2020													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	231	279	293	151	226	174	207	226	200	162	111	169	2,430
Diesel	0.5	0.6	1.0	1.0	0.9	0.9	0.7	0.7	0.7	0.3	0.4	0.6	8
Eoloeléctrica	3	4	4	3	4	4	6	8	5	9	6	6	63
Geotérmica	34	25	23	9	25	23	30	31	32	31	45	39	355
Hidroeléctrica	414	363	553	821	1,262	1,456	1,575	1,508	1,299	1,037	794	923	12,006
Turbogas	14	13	24	15	16	9	17	16	21	10	20	12	185
Vapor C.	292	363	454	285	165	61	39	82	96	138	286	223	2,484
Total	988	1,049	1,353	1,285	1,699	1,728	1,875	1,871	1,655	1,387	1,263	1,372	17,531

Variación (2020 - 2019)													
Tecnología	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
C. Combinado	-102	11	80	-36	5	-95	-84	-68	-49	-26	19	-24	-370
Diesel	0.3	0.3	0.6	0.4	0.1	0.1	-0.1	-0.1	-0.1	-0.4	-0.2	0.2	1
Eoloeléctrica	-9	-2	-1	-3	2	1	-3	3	-1	4	1	0	-10
Geotérmica	9	-6	-10	-24	-8	-10	-4	-3	-2	6	20	14	-17
Hidroeléctrica	-12	-113	102	85	8	414	512	458	612	367	279	528	3,254
Turbogas	11	-22	-22	-96	-122	-102	-80	-41	-6	-39	-25	-9	-554
Vapor Conven	33	-297	-216	-330	-838	-688	-532	-592	-386	-346	-312	-253	-4,757
Total	-56	-428	-67	-404	-953	-481	-191	-244	168	-34	-17	257	-2,454

Comparativo de Generación Neta 2020 vs 2019 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 17.- CFE Generación VI: Utilización de Fuentes Primarias 2019-2020

[Regresar al documento](#)

CFE Generación VI - 2019													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	3,100	7,507	7,669	7,078	11,359	8,634	6,601	7,876	5,999	5,835	6,930	5,392	83,980
Diesel (TJ)	1,150	1,539	1,283	2,251	2,700	2,506	2,699	2,103	1,404	1,058	767	403	19,865
Gas Natural (TJ)	2,209	1,761	1,495	1,270	1,629	1,806	1,710	1,708	1,667	1,684	1,083	1,985	20,008
Vapor Geotérmico (TJ)	686	748	867	815	807	795	834	832	791	685	715	624	9,200
Agua Turbinada (Mm ³)	2,620	2,852	2,900	3,997	6,282	4,940	4,881	4,326	3,055	2,738	2,368	2,197	43,155

2020													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	840	1,011	1,293	875	521	183	146	267	318	384	738	591	7,167
Diesel (TJ)	86	196	273	69	70	47	86	75	89	50	132	61	1,234
Gas Natural (TJ)	559	554	562	397	538	410	488	536	499	469	340	459	5,811
Vapor Geotérmico (TJ)	865	674	684	362	684	568	762	845	864	789	1,155	1,034	9,285
Agua Turbinada (Mm ³)	2,216	1,985	3,045	4,141	6,237	6,666	7,527	7,192	5,958	4,663	4,855	5,194	59,678

Variación (2020 – 2019)													
Fuente	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
Combustóleo (TJ)	-2,260	-6,496	-6,376	-6,203	-10,839	-8,450	-6,455	-7,609	-5,681	-5,451	-6,192	-4,800	-76,813
Diesel (TJ)	-1,065	-1,343	-1,010	-2,182	-2,630	-2,460	-2,613	-2,029	-1,315	-1,008	-634	-343	-18,631
Gas Natural (TJ)	-1,650	-1,207	-933	-874	-1,091	-1,395	-1,222	-1,172	-1,169	-1,216	-743	-1,526	-14,197
Vapor Geotérmico (TJ)	179	-75	-183	-453	-122	-227	-72	12	73	103	440	409	84
Agua Turbinada (Mm ³)	-404	-867	145	144	-45	1,725	2,646	2,867	2,903	1,925	2,487	2,997	16,523

Comparativo de Consumos de combustibles 2020 vs 2019 EPS CFE Generación VI

Fuente: Sistema Informático Auditable de Control Integrado de Gestión (SIACIG)

Tabla 18.- CFE Generación VI: Principales Indicadores Financieros

[Regresar al documento](#)

CFE Generación VI - 2019													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-376	-579	167	-1,157	-112	-310	-890	-792	-798	-886	-1,028	6,904	143
Ingresos	1,503	2,944	3,393	2,748	5,034	3,939	2,116	3,587	2,305	1,739	1,912	1,441	32,661
Costos y Gastos	1,879	3,523	3,226	3,905	5,146	4,249	3,006	4,379	3,103	2,625	2,940	-5,463	32,518

2020													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	-770	-525	-1,727	-1,146	-695	-313	-666	-3,582	367	-634	1,489	1,247	-6,955
Ingresos	1,127	1,447	2,475	1,171	1,350	1,487	1,270	1,356	1,533	1,312	1,737	2,783	19,048
Costos y Gastos	1,897	1,972	4,202	2,317	2,045	1,800	1,936	4,938	1,166	1,946	247	1,537	26,003

Variación (2020 - 2019)													
Indicador	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
RO	394	-54	1,894	-11	583	3	-224	2,790	-1,165	-252	-2,517	5,657	7,098
Ingresos	376	1,497	918	1,577	3,684	2,452	846	2,231	772	427	175	-1,342	13,613
Costos y Gastos	-18	1,551	-976	1,588	3,101	2,449	1,070	-559	1,937	679	2,693	-7,000	6,515

Principales indicadores financieros 2020 vs 2019 de la EPS CFE Generación VI

 Fuente: Cubos de Esbasse FI. Cifras en millones de pesos.
 Cifras preliminares, no auditadas al 31 de diciembre de 2020.

Laguna Verde

A continuación, se presenta de manera consolidada la información de los resultados obtenidos a diciembre de 2020 en comparación con la planeación establecida por C.N. Laguna Verde en la sección 2.2.11 del Acta de formalización de metas 2020 para el mismo mes. Esto de acuerdo con la estructura que establece el LN-1020-004:

Tabla 19.- Metas Laguna Verde 2020

[Regresar al documento](#)

Concepto	Resultado (A)	Proyección (B)	Diferencia Absoluta (A - B)	% de Cumplimiento (A / B)
Ingresos	13,845	14,387	-542	-4%
Ingresos MEM	-998	845	-1,843	
Ingresos por energía MEM	-998	845	-1,843	
Ingresos por Potencia MEM				
Traspaso por representación de operaciones MEM				
Ingresos No MEM				
Ingresos Contrato Legado	14,816	13,542	1,274	9%
Ingresos por capacidad CL	14,816	13,542	1,274	9%
Ingresos por energía CL				
Traspaso por representación de operaciones Contrato Legado				
Ingresos Subastas a Mediano y Largo Plazo				
Ingresos por energía y CELs SMLP				
Ingresos por Potencia SMLP				
Ingresos por operaciones de Mercado a terceros				
Ingresos por energía Terceros				
Ingresos por Potencia Terceros				
Ingresos por operaciones de Mercado con Suministro Calificado				
Ingresos por energía SC				
Ingresos por Potencia SC				
Ingresos Intercompañía				
Otros Ingresos	27			
Costos	9,902	12,112	-2,210	-18%
Costos y gastos de operación	9,076	11,646	-2,570	-22%
Servicios Personales	2,359	2,060	299	15%
Energéticos y Fuerza Comprada	787	1,065	-278	-26%
Combustóleo				
Combustóleo Nacional Pemex				
Combustóleo Nacional Otros				
Combustóleo Importación				
Diésel	7			
Diesel Nacional Pemex	7			
Diesel Nacional Otros				
Diesel Importación				

Concepto	Resultado (A)	Proyección (B)	Diferencia Absoluta (A - B)	% de Cumplimiento (A / B)
Gas				
GNL				
Gas Importado				
Gas Nacional				
Gas Nacional Otros				
Gas Pemex				
Gastos de Operación Gas				
Carbón				
Carbón Nacional				
Carbón Importación				
Manejo y almacenamiento de carbón				
Intermedio 15				
Gasolina				
Combustible Ligero y Pesado				
Combustible Nuclear	770	1,036	-266	-26%
Vapor Geotérmico				
Sustancias químicas y aditivos	17	29	-12	-42%
Combustible Alterno				
Costos Productores Externos				
Costos Productores Externos Ciclos Combinados				
Costos Productores Externos Eólicos				
Otros Combustibles				
Transporte y almacenamiento de combustibles				
Almacenamiento y Regasificación				
Cargos Fijos de Transporte de Gas				
Cargos Variables de Transporte de Gas				
Transporte de combustibles líquidos				
Otros costos de transporte				
Agua turbinada y de pozos	1			
Mantenimiento	1,348	3,254	-1,906	-59%
Materiales y Servicios Generales	569	868	-299	-34%
Impuestos y Derechos	219	620	-401	-65%
Otros costos y gastos	32	98	-66	-68%
Seguridad de activos				
Obras Capitalizables				
Marcas y Patentes				
Pérdidas por baja de activos				
Costos MEM	20	16	4	24%
Compra de Energía para usos propios				
Fondo del Servicio Universal Eléctrico				
Operación del Mercado (CENACE)				
Costos de Transporte de energía				

Concepto	Resultado (A)	Proyección (B)	Diferencia Absoluta (A - B)	% de Cumplimiento (A / B)
Transmisión				
Distribución				
Otros Costos MEM	20	16	4	24%
Costo de beneficio a los empleados	2,530	2,548	-18	-1%
Depreciación	1,204	1,118	86	8%
Cargo por Demanda Garantizada				
RO con CDG y MP	4,769	2,741	2,028	74%
Resultado de Operación	4,769	2,741	2,028	74%
Costos de Financiamiento	827	466	361	77%
Intereses a Cargo	563	455	108	24%
Pérdida (Utilidad) en cambios, neto				
Otros gastos (ingresos) financieros, neto	264	11	253	2300%
Resultado antes de impuestos	3,943	2,275	1,668	73%
Impuestos a la Utilidad				
Resultado Neto	3,943	2,275	1,668	73%

Integración de la información financiera (resultados VS proyección) de C.N. Laguna Verde a diciembre de 2020. Cifras en millones de pesos. Resultados sujetos a variaciones por cierre de los Estados Financieros Auditados de la CFE.

Principales Criterios y Políticas Contables

Comisión Federal de Electricidad, Empresa Productiva del Estado y Subsidiarias

Notas a los estados financieros consolidados

Por los años terminados el 31 de diciembre de 2020 y 2019

(Importe expresados en miles de pesos, excepto por lo explícitamente indicado)

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 para decidir sobre las actividades relevante de la 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.

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.

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.

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.

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 se reconocen en el capital contable (ver nota 11).

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 reconocen 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.

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 a continuación, 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 costoso esfuerzos indebidos. Ésta 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.

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 éste 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 no 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.

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 se 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 realiza 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.

Cuando las partidas de plantas, instalaciones y equipos se integran de diversos componentes, y éstos tienen vidas útiles distintas, los componentes individuales significativos se deprecian durante sus vidas útiles estimadas. Los costos y gastos de mantenimiento y reparación menores se reconocen en los resultados conforme se incurren.

Al 31 de diciembre de 2020, se realizó un análisis de deterioro concluyendo que no existían efectos; y al 31 de diciembre de 2019, se incluyen las pérdidas por deterioro, reversión de deterioro y revaluación de plantas, por un monto neto de \$27,464,070.

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:

Vida útil en años

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 espera 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 solo cuando aumentan los beneficios económicos futuros incorporados en el activo específico relacionado con dichos desembolsos. Todos los otros desembolsos, incluyendo los desembolsos para generar internamente plusvalías y marcas, son reconocidos en resultados cuando se incurren.

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 consolidados, 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 trabajadores cuya relación laboral haya iniciado del 19 de agosto de 2008 en adelante.

Las obligaciones por aportaciones a planes de beneficios definidos 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, se deben efectuar aportaciones a nombre de los trabajadores. Estos planes de contribución definida se calculan aplicando los porcentajes indicados en las regulaciones correspondientes sobre el monto de sueldos y salarios elegibles, y se depositan en las administradoras para fondos al retiro elegidas por 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 resultados conforme se incurren.

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 ésta ocurre.

Beneficios por terminación

Los beneficios por terminación son reconocidos como gasto cuando la Empresa no puede retirar la oferta relacionada con los beneficios y cuando la Empresa reconoce los costos de reestructuración. Si no se espera liquidar los beneficios en su totalidad dentro de los 12 meses posteriores al término del período sobre el que se informa, éstos se descuentan.

k) Impuestos a la utilidad

Los impuestos a la utilidad comprenden al impuesto corriente y diferido.

i) Impuesto corriente

El impuesto corriente incluye el impuesto esperado por pagar o por cobrar sobre el ingreso o la pérdida 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.

ii) 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 de 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.

Al final de cada período sobre el que se informa, una entidad evaluará nuevamente los activos por impuestos diferidos no reconocidos y registrará un activo de esta naturaleza, anteriormente no reconocido, siempre que sea probable que las futuras ganancias fiscales permitan la recuperación del activo por impuestos diferidos.

El impuesto diferido debe medirse empleando las tasas fiscales que se espera sean de aplicación a las diferencias temporarias en el período en el que se reviertan usando tasas fiscales aprobadas o prácticamente aprobadas a la fecha de presentación, y refleja la incertidumbre relacionada con los impuestos a las ganancias, si la hubiere.

Los impuestos diferidos son reconocidos en los resultados a excepción de las partidas relacionadas con Otros Resultados Integrales (ORI).

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, y 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, sólo 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 Secretaría 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.

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 dismantelar 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 partir 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 segura 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, o si existe un cambio en la estimación de la Empresa del importe que se espera pagar bajo una garantía de valor residual, o 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.

ii. 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'.

0) 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.