

CFE Corporativo

Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad

Auditoría de Desempeño: 2021-6-90UJB-07-0047-2022

Modalidad: Presencial

Núm. de Auditoría: 47

Criterios de Selección

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios establecidos por la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2021 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

Alcance

Con el propósito de evaluar la eficacia, la eficiencia y la economía de la CFE, en 2021, la auditoría comprendió la revisión del desempeño financiero para analizar la generación de valor económico y rentabilidad; la gobernanza de la Empresa Productiva del Estado (EPE) y la gestión de riesgos; el desempeño operativo en los procesos de la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad, y la contribución al cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) núm. 7 “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenibles y moderna para todas y todos”.

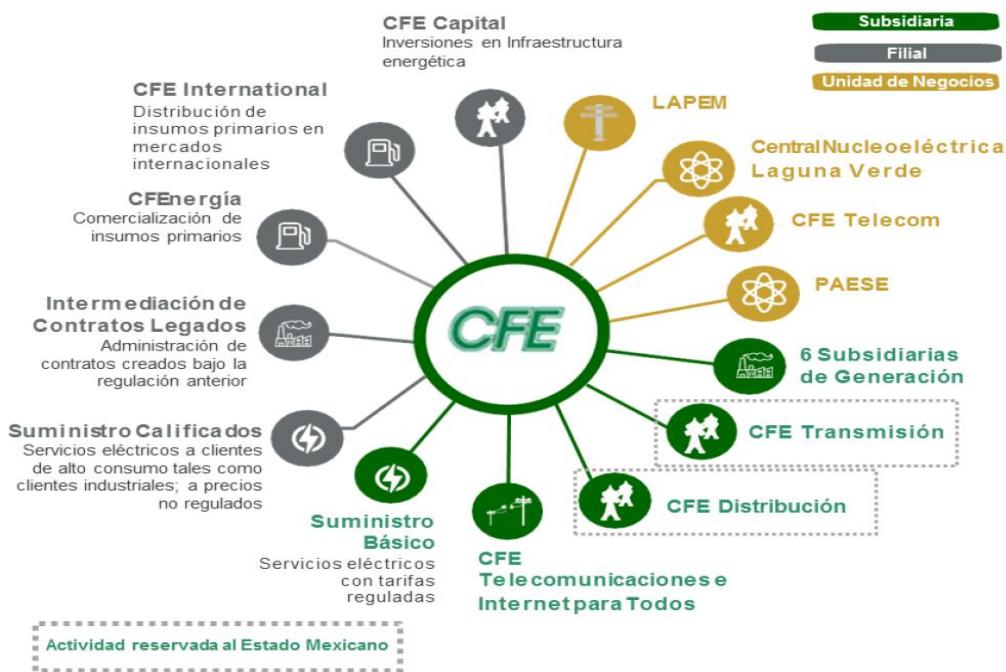
La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización superior de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. En el desarrollo de la auditoría, los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento del objetivo relacionado con la generación de valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano.

Antecedentes

El 20 de diciembre de 2013, el Gobierno Federal publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”, con el propósito de transformar a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en una Empresa Productiva del Estado (EPE), y modernizar su organización, administración y estructura corporativa, con base en las mejores prácticas internacionales.

En 2014, la CFE fue reestructurada y a 2021 estuvo conformada por 10 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), 5 empresas filiales y 4 unidades de negocio. La CFE tiene como mandato generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano como su propietario, mediante la generación, la transmisión, la distribución, y el suministro de energía eléctrica, como se muestra a continuación:

EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS, FILIALES Y UNIDADES DE NEGOCIO QUE INTEGRAN A LA CFE



FUENTE: Comisión Federal de Electricidad, Plan de Negocios 2022-2026.

NOTA: En la presente auditoría se consideraron a las empresas productivas subsidiarias CFE Generación I, CFE Generación II, CFE Generación III, CFE Generación IV, CFE Generación V, CFE Generación VI; CFE Transmisión, CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos.

LAPEM: Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales.

PAESE: Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico.

En el artículo 2 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), se señala que la CFE es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión.

En el artículo 4 del mismo ordenamiento legal, se indica que tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

En la ejecución de su objeto, la CFE deberá actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad, y responsabilidad social y ambiental, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad para minimizar los costos de la industria eléctrica en beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional. Asimismo, la CFE garantizará el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD); la operación eficiente del sector eléctrico, y la competencia.

En el Plan de Negocios 2022-2026, de la CFE, se indica que tiene como Misión “Suministrar insumos y bienes energéticos requeridos para el desarrollo productivo y social del país de forma eficiente, sustentable, económica e incluyente, mediante una política que priorice la seguridad y la soberanía energética nacional y fortalezca el servicio público de electricidad”, y como Visión “Consolidarnos como la empresa de energía líder en México, con solvencia técnica y financiera, que procura el fortalecimiento de nuestro capital humano y garantiza el servicio de energía eléctrica con calidad y sentido social a nuestros clientes en todos los segmentos del mercado, para contribuir al desarrollo sustentable del país, generando valor económico y rentabilidad al Estado Mexicano”.

Además, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, el Gobierno Federal reconoció que, entre los principales retos del sector eléctrico, están mantener un balance en el suministro de combustibles necesarios para la generación de electricidad; diseñar y aplicar tarifas que cubran costos eficientes y envíen señales adecuadas a productores y consumidores, así como aumentar la inversión en mantenimiento y ampliación de la infraestructura de transmisión, distribución y generación, promoviendo las energías limpias.

En la auditoría se evaluaron los resultados obtenidos por la CFE, en 2021, sobre las acciones implementadas por la empresa para mejorar su desempeño financiero y operativo de los procesos de la cadena de valor integrada por: generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad. Los resultados de los principales indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

Informe Individual del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2021

INDICADORES OPERATIVOS Y FINANCIEROS DE LA CFE, 2018-2021

Resultado	Nombre del indicador	Unidad de medida	Resultados				Variación 2018-2021 (%)
			2018	2019	2020	2021	
Generación de valor económico y rentabilidad	Rendimiento sobre activos (ROA)	Porcentaje	3.1	1.2	(4.0)	(4.7)	(7.8 p.p.)
	Rendimiento sobre el capital contable (ROE)	Porcentaje	9.0	4.0	(14.9)	(15.2)	(24.2 p.p.)
	Retorno sobre capital empleado (ROCE)	Porcentaje	1.6	3.8	0.4	0.0	(1.6 p.p.)
	Valor Económico Agregado (EVA por sus siglas en inglés)	Miles de pesos	(158,288,936.2)	(143,066,849.3)	(193,176,988.8)	(209,770,728.6)	32.5
	Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización (EBITDA, por sus siglas en inglés)	Miles de pesos	98,366,775.0	139,881,382.0	73,480,769.0	68,420,542.0	(30.4)
Generación de electricidad	Cantidad de energía eléctrica generada por CFE	kilowatt hora	150,930,881,564.0	139,725,781,612.4	110,884,399,277.0	115,743,900,064.6	(23.3)
	Participación de CFE Generación I, II, III, IV y VI en el Mercado Eléctrico Mayorista	Porcentaje	48.6	47.1	38.8	39.5	(9.1 p.p.)
Costos de generación de electricidad	Costo Promedio Ponderado de CFE Generación I, II, III, IV y VI	Pesos / kilowatt hora	2.10	1.80	1.40	1.74	(17.1)
Continuidad del servicio público de transmisión	Índice de disponibilidad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión (IDT)	Porcentaje	99.7	99.7	99.6	99.5	(0.2 p.p.)
	Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI)	Interrupciones promedio por usuario	0.08	0.09	0.06	0.10	25.0
	Índice de la duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI)	Minutos	2.11	3.19	2.21	6.12	190.0
	Energía no suministrada (ENS)	Gigawatt hora	1,492.0	3,146.0	1,539.0	3,387.0	127.0
Transmisión de energía eléctrica	Energía eléctrica perdida	Gigawatt hora	7,773.8	8,609.1	8,446.3	7,802.4	0.4
	Monto de las pérdidas económicas en el proceso de transmisión	Miles de pesos	745,503.1	866,075.1	857,925.1	804,629.4	7.9
Continuidad del servicio público de distribución	Índice de la duración promedio de interrupciones en las RGD (SAIDI)	Minutos	26.981	25.069	22.080	20.625	(23.6)
	Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema de distribución (SAIFI)	Interrupciones	0.502	0.475	0.455	0.428	(14.7)
	Índice de Duración Promedio de las Interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI)	Minutos	53.760	52.809	48.502	48.163	(10.4)
	Usuarios afectados	Usuarios	78,813,572	76,866,586	70,896,862	68,595,706	(13.0)
	Caso fortuito	Usuarios	57,310,742	55,924,998	50,372,055	48,798,889	(14.8)
	Atribuibles al distribuidor	Usuarios	21,502,830	20,941,588	20,524,807	19,796,817	(7.9)
Distribución de electricidad	Energía eléctrica perdida	Gigawatt hora	31,455.3	31,408.8	32,583.0	33,385.0	6.1
	Pérdidas técnicas	Gigawatt hora	10,710.3	14,919.9	14,658.9	15,010.1	40.1
	Pérdidas no técnicas	Gigawatt hora	20,745.0	16,488.9	17,924.1	18,374.9	(11.4)
	Pérdidas económicas en el proceso de distribución	Millones de pesos	53,933.4	50,463.1	42,472.2	48,779.7	(9.6)
Cartera vencida	Cartera vencida	Millones de pesos	47,582.7	55,587.4	64,500.7	70,969.3	49.1
	Índice de cobrabilidad	Porcentaje	98.84	98.44	96.55	98.20	(0.64 p.p.)
	Rotación de la cartera vencida	Días	43.42	48.30	62.21	66.38	52.9
	Porcentaje del índice de morosidad	Porcentaje	56.8	64.1	58.8	64.3	7.5 p.p.
Agenda 2030	Porcentaje de energía proveniente de fuentes limpias	Porcentaje	23.5	25.3	33.7	38.7	15.2 p.p.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022, DG/CCI/306/2022, DG/CCI/377/2022 y DG/CCI/451/2022, del 10 y 29 de marzo, 5 y 13 de mayo y del 9 de septiembre de 2022, respectivamente, y el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 469-DE “Desempeño de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

p.p.: Puntos porcentuales.

En 2021, los resultados financieros y operativos se vieron afectados por la pandemia del SARS-CoV-2, con la que se redujo y disminuyó el consumo y ventas de energía eléctrica en los sectores industrial, comercial y de servicios.

En la fiscalización de la Cuenta Pública 2021, el grupo auditor determinó utilizar el enfoque de auditoría continua para evaluar el desempeño integral de la CFE, con el objetivo de mantener un seguimiento constante sobre el desempeño de la empresa. Dicho enfoque consiste en la obtención de pruebas e indicadores sobre procesos, transacciones, controles y sistemas de información, de forma frecuente o recurrente,¹ con objeto de producir resultados, simultáneamente o en un periodo corto después de la ocurrencia de eventos relevantes.²

Resultados

1. Generación de valor económico y rentabilidad³

Mediante el empleo e interpretación de razones financieras (indicadores), se identifican los aspectos financieros y económicos bajo los cuales opera una empresa, para la toma de decisiones respecto de la inversión, financiamiento, comparación con otras empresas y negocios, a fin de conocer el comportamiento operativo y financiero, y se fundamenta en la información de los estados financieros, que son utilizados para calcular e interpretar los indicadores financieros.⁴

Con el propósito de evaluar si, a siete años de haber iniciado operaciones como Empresa Productiva del Estado (EPE), la Comisión Federal de Electricidad (CFE) avanzó en el cumplimiento del mandato de ser rentable y de generar valor económico para el Estado, el grupo auditor revisó los Estados Financieros de esta empresa, dictaminados por la firma

1 KPMG. (2012). **Auditoría Continua y Supervisión Continua. Presente y Futuro.** Estudio de KPMG en la región EMA. Consulta: 12 de diciembre de 2018, de: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2013/03/INFORME-ACSC-ES.pdf>

2 Tribunal de Cuentas de la Unión de Brasil. (2012). Contribuições da auditoria contínua para a efetividade do controle externo. Consulta: 17 de diciembre de 2018, de:

<https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:ZSEdYQF7Fs8J:https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp%3FfileId%3D8A8182A24F0A728E014F0B1F9DEE67C1+&cd=1&hl=es-419&ct=clnk&gl=mx>

3 Mediante el Anexo 2 del Acta núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. DG/CCI/306/2022, del 13 de mayo de 2022, la CFE, proporcionó la información solicitada. Asimismo, los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de 2017 a 2020 de la CFE, fueron consultados en el portal de internet de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

4 Elaborado por el grupo auditor con información de la página http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1315-99842009000400009. Consulta: 12 de enero de 2023.

consultora Gossler, S.C., los cuales fueron preparados sobre la base de costo histórico y valor razonable,⁵ de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Cabe señalar que la normativa que regula el sector eléctrico, en particular la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, no establece una definición sobre qué es ser rentable y qué es generar valor económico, por lo que el grupo auditor empleó para la medición de estos conceptos diversas razones financieras.⁶

El análisis de generación de valor económico y rentabilidad es supletorio, ya que la finalidad es dar una perspectiva para proporcionar información útil para la mejora del desempeño de la entidad fiscalizada, y es válido solamente en el contexto y supuestos utilizados, independientemente de la función social de la CFE en el contexto del país.

5 Costo histórico. Los activos se registraron por el importe de efectivo y otras partidas pagadas, o por el valor razonable de la contrapartida entregada a cambio en el momento de la adquisición. Los pasivos se registraron al importe de los productos recibidos a cambio de incurrir en la obligación o, en algunas circunstancias (por ejemplo, en el caso de los impuestos a las ganancias), por las cantidades de efectivo y equivalentes al efectivo que se espera pagar para satisfacer el pasivo, en el curso normal de la operación. Normas Internacionales de Información Financiera.

Valor realizable (o de liquidación). Los activos se llevaron contablemente por el importe de efectivo y otras partidas equivalentes al efectivo que podrían ser obtenidos, en el momento presente, por la venta no forzada de los mismos. Los pasivos se llevaron a su valor de liquidación; es decir, los importes no descontados de efectivo o equivalentes al efectivo, que se espera pagar para cancelar los pasivos, en el curso normal de la operación. Consulta: 8 de septiembre de 2022 en las Normas Internacionales de Información Financiera.

6 La Norma de Información Financiera A-3 “Necesidades de los usuarios y objetivos de los Estados Financieros” párrafo 22, indica que “las necesidades comunes del usuario general deben serle útiles para: b) ... Su interés se ubica en la evaluación de la solvencia y liquidez de la entidad, su grado de endeudamiento y la capacidad de generar flujos de efectivo suficientes para cubrir los intereses y recuperar sus inversiones o crédito”. Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), México, 2014.

Es necesario precisar que, si bien el grupo auditor y la EPE emplearon el indicador de EBITDA, los cálculos utilizados arrojaron diferentes resultados, situación que se debe a que el grupo auditor empleó los elementos directamente identificados de la información contable a la definición del EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization; es decir, ganancias antes de intereses, impuestos, depreciación y amortización).

a) Estados Financieros Dictaminados al 31 de diciembre de 2021⁷

El grupo auditor utilizó la información de los Estados Financieros para calcular y analizar las razones financieras de inversión, actividad y ciclo;⁸ liquidez,⁹ y apalancamiento,¹⁰ así como para evaluar la rentabilidad de la empresa y su capacidad de generación de valor económico.

Balance General

BALANCE GENERAL DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2017-2021
(Miles de pesos)

Cuenta	Años					Variación 2020 a 2021 (%)
	2017	2018	2019	2020	2021	
Activo Corriente	176,948,416.0	193,196,623.0	197,545,548.0	233,567,954.0	201,662,482.0	(13.7)
Activo No Corriente	1,638,162,346.0	1,769,163,816.0	1,909,354,246.0	1,926,752,045.0	2,064,686,022.0	7.2
Activo Total	1,815,110,762.0	1,962,360,439.0	2,106,899,794.0	2,160,319,999.0	2,266,348,504.0	4.9
Pasivo de Corto Plazo	177,328,213.0	183,354,352.0	157,333,957.0	172,594,848.0	176,806,088.0	2.4
Pasivo de Largo Plazo	1,076,325,360.0	1,092,288,770.0	1,306,288,031.0	1,410,411,771.0	1,388,850,922.0	(1.5)
Pasivo Total	1,253,653,573.0	1,275,643,122.0	1,463,621,988.0	1,583,006,619.0	1,565,657,010.0	(1.1)
Capital Contable	561,457,189.0	686,717,317.0	643,277,806.0	577,313,380.0	700,691,494.0	21.4
Proporciones respecto del activo:						
Pasivo Total (%)	69.1	65.0	69.5	73.3	69.1	n.a.
Capital Contable (%)	30.9	35.0	30.5	26.7	30.9	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018, 2019, 2020 y 2021.

n.a.: No aplicable.

Al cierre del ejercicio 2021, el saldo de activos de 2,266,348,504.0 miles de pesos (mdp), fue financiado por pasivos con saldo de 1,565,657,010.0 mdp (69.1% del saldo del activo), y un capital contable con saldo de 700,691,494.0 mdp (30.9% del saldo del activo).

Las partidas más relevantes de los activos, dada su participación porcentual en el saldo, son las plantas, instalaciones y equipos (61.0%), activos por derechos de uso (22.6%), impuestos

7 El grupo auditor reordenó la información financiera reportada por la CFE en su balance general (estado consolidado de situación financiera), y su estado de resultados (estado consolidado de resultado integral), para llevar a cabo sus procedimientos de análisis. La información del Estado Financiero Dictaminado Consolidado de la CFE del ejercicio 2021 alimentó los años 2020 y 2021.

8 Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene niveles de operación adecuados, a fin de evaluar los niveles de producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados.

9 Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo.

10 Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Sirven para examinar la estructura de capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión.

a la utilidad diferidos (4.0%), y efectivo y equivalentes (3.4%). En su conjunto, estas partidas suman 91.0% del saldo del activo.

En cuanto al financiamiento de los activos, los principales elementos que integraron los pasivos, conforme a la participación porcentual en su saldo, fueron los pasivos financieros de corto y largo plazo (25.2%), pasivos por arrendamientos (42.2%), y el pasivo laboral (23.6%); estas partidas representaron el 91.0% del saldo de pasivos. En cuanto al capital contable, este contribuyó con el 30.9% del financiamiento de los activos.

Plantas, instalaciones y equipos

De 2017 a 2021, el saldo al cierre de cada ejercicio de las propiedades, instalaciones y equipos ha tenido un incremento neto de 192,543,855.0 mdp, 16.2% respecto de 2017, debido principalmente, a revaluaciones por 286,332,671.0 mdp (movimiento contable en libros), y adiciones por 243,115,925.0 mdp (incremento real en el activo por inversiones). Las disminuciones en el saldo de los activos se han debido principalmente al registro de depreciaciones de 240,867,063.0 mdp, y deterioros de 102,290,623.0 mdp.

Por lo anterior, si bien la CFE ha efectuado inversiones para mantener e incrementar sus propiedades, instalaciones y equipos, el aumento obedeció, en gran parte, a revaluaciones efectuadas a sus equipos, principalmente en 2021 por un monto de 201,851,953.0 mdp, de los cuales 150,075,201.0 mdp fueron en redes de transmisión.

Activos por derecho de uso

De 2017 a 2021, el saldo de los activos por derecho de uso (bienes arrendados) presentó un incremento de 202,146,647.0 mdp, principalmente en gasoductos, que representaron el 81.1% del saldo de los activos por derecho de uso, los cuales han cobrado mayor relevancia en el Balance de la CFE, ya que pasaron de representar el 17.0% del saldo de los activos a 22.6%.

Impuestos a la utilidad diferidos, y Efectivo y equivalentes

En lo que respecta a los impuestos a la utilidad diferidos (4.0% del saldo de activos), y al efectivo y equivalentes (3.4% del saldo de activos), el primero corresponde al saldo de activo por impuesto diferido de 209,246,034.0 mdp (principalmente beneficios por deducción de activo intangible fiscal, obligaciones laborales, y pasivo por arrendamiento), importe neto de los pasivos por impuestos diferidos; mientras que el segundo es el efectivo remanente con el que dispuso la CFE después de sumar un saldo inicial de 111,914,270.0 mdp al 1 de enero, el efectivo por sus actividades de operación (entradas netas por 58,916,642.0 mdp), inversión (salidas netas de 39,966,369.0 mdp) y financiamiento (salidas netas de 53,664,349.0 mdp).

Pasivos financieros

Entre 2017 y 2021, el saldo de los pasivos financieros¹¹ de corto y largo plazo de la CFE presentaron la composición indicada en la tabla siguiente:

SALDO DE LOS PASIVOS FINANCIEROS DE LA CFE, 2017-2021
(Miles de pesos)

Concepto	Años				
	2017	2018	2019	2020	2021
Préstamos bancarios	1,433,452.0	7,494,715.0	565,356.0	0.0	0.0
Deuda documentada	206,921,928.0	216,045,238.0	216,797,009.0	231,511,339.0	258,339,513.0
Deuda PIDIREGAS	127,195,311.0	131,085,031.0	136,066,385.0	132,037,263.0	123,513,259.0
Financiamiento Inversión Fiduciaria	0.0	0.0	0.0	0.0	12,068,130.0
Total	335,550,691.0	354,624,984.0	353,428,750.0	363,548,602.0	393,920,902.0

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2018, 2019, 2020 y 2021.

Del saldo de 393,920,902.0 mdp al cierre de 2021, la CFE tiene vencimientos (sin intereses) de corto plazo (para pagar en 2022) de 37,305,250.0 mdp;¹² entre 2023 y 2024, 63,970,494.0 mdp; 47,208,798.0 mdp entre 2025 y 2026, y después de 2026 deberá amortizar 245,436,361.0 mdp.¹³

Es importante señalar que, a partir de 2021, la CFE comenzó a emplear un nuevo esquema de financiamiento llamado “Financiamiento Inversión Fiduciaria”, el cual, al cierre de dicho año, se integró de cinco financiamientos contratados con la banca comercial, y cuya finalidad es financiar proyectos de generación.¹⁴

Al respecto, en las notas a los Estados Financieros se indica la constitución de un Fideicomiso en inversión e infraestructura, donde participa el Fideicomiso Maestro de Inversión CIB/3602 FMI (con fecha de constitución el 9 de abril de 2021).

11 En los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE, los pasivos financieros se registran como “Deuda a corto plazo” y “Deuda a largo plazo”.

12 Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE de 2021, p. 67.

13 Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE de 2021, pp. 44 y 45.

14 Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE del año 2021, p. 77.

Pasivos por arrendamientos

Entre 2017 y 2021, los pasivos por arrendamientos tuvieron un incremento neto en su saldo de 57.6%, junto con la incorporación de activos por derecho de uso que presentaron un aumento de 65.4% en su saldo neto. En 2022 la CFE tendrá desembolsos por amortizaciones de pasivos por arrendamientos de 25,930,052.0 mdp, 25.5% superior a los 20,669,039.0 mdp programados para amortizar a lo largo de 2021.

Pasivo laboral

En 2021, el saldo del pasivo laboral (Beneficios a los empleados) fue de 369,920,165.0 mdp, y presentó una disminución de 24.1%, respecto de 2020.¹⁵ De 2017 a 2021 el saldo se incrementó 2.2%, debido a las modificaciones en las Obligaciones por Beneficios Definidos (OBD), descontados por los activos del plan pensionario de los trabajadores de la CFE.

Cabe señalar que en 2016 la CFE llevó a cabo una revaluación de las condiciones del Contrato Colectivo de Trabajo (CCT), modificando diversas cláusulas, entre ellas el aumento en los años de servicio requeridos para acceder a la jubilación, con lo que disminuyeron las OBD en 167,547,000.0 mdp, que junto con otros ajustes (principalmente actuariales), las OBD pasaron de 630,371,000.0 mdp en 2015 a 527,780,000.0 mdp en 2016. El Gobierno Federal, por conducto de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), asumió una proporción de la obligación de pago de las pensiones y jubilaciones reconocidas actuarialmente después del ajuste en el CCT, mediante la suscripción de títulos de crédito emitidos por el Gobierno Federal a favor de la CFE por un importe de 161,080,204.0 mdp,¹⁶ que, junto con la renegociación del CCT, disminuyeron el saldo del pasivo laboral de la CFE de 625,083,572.0 mdp en 2015 a 361,114,287.0 mdp en 2016.

Como resultado de la revaluación de las condiciones del CCT, realizadas el 19 de agosto de 2020, con la que se modificaron diversas cláusulas de 2016, la CFE remitió a la SHCP, con oficio número DCF/0274/2020, del 30 de noviembre de 2020, el impacto financiero del cambio de

15 Debido al registro de ganancias actuariales (las cuales son cambios en el valor presente de la obligación por beneficios definidos procedente de: (a) los ajustes por experiencia (los efectos de las diferencias entre las suposiciones actuariales previas y los sucesos efectivamente ocurridos en el plan); y (b) los efectos de los cambios en las suposiciones actuariales. Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad, Normas Internacionales de Información Financiera, United Kingdom, 2012, p. A770.) por 101,586,568.0 mdp, en 2019, y el reconocimiento en el costo neto de la obligación del ejercicio por modificaciones al CCT por 80,821,095.0 mdp en 2020, se reflejó un aumento en el pasivo laboral por esos años, mientras que, en 2021, se presentó una disminución de 13.3% en el pasivo laboral, respecto de 2020, debido a que se registró una pérdida actuaria por 110,527,993.0 mdp.

16 La Disposición Novena, del Capítulo Tercero, primer párrafo del “Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de la Comisión Federal de Electricidad” establece que: “El importe de los Títulos se reducirá en caso de que futuras modificaciones al Contrato Colectivo de Trabajo o al Manual de Trabajo de los Servidores Públicos de Mando de la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias, tengan como consecuencia directa o indirecta revertir o disminuir la Reducción Validada y/o incrementar el monto del pasivo por jubilaciones y pensiones, o bien cuando se presente cualquier acto o hecho de terceros distintos a la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias, que tenga dicha consecuencia.”

los requisitos de jubilación para los trabajadores de la CFE, por 46,232.0 millones de pesos (MDP), elaborado por un experto independiente.¹⁷

Por lo anterior, la SHCP llevó a cabo la revisión del estudio actuarial proporcionado por la CFE, y con los oficios números 366-070/2021 y 305.-405/2021, del 25 de agosto de 2021, indicó que la tasa de descuento empleada en la metodología no había sido aprobada por la Unidad de Crédito Público de la SHCP, por lo que nuevamente solicitó a la CFE la revisión y actualización de datos del estudio actuarial.

La CFE, mediante el oficio número DCF/SFC/0626/2021, del 11 de octubre de 2021, entregó a la SHCP el estudio actuarial actualizado con la determinación del efecto de dichas modificaciones señaladas anteriormente por un monto de 64,409.0 MDP.

Como hechos posteriores, la SHCP, para dar cumplimiento a la Disposición Cuarta del Acuerdo,¹⁸ gestionó la contratación de un experto independiente, el cual con el oficio número 102-B-II-0506/2022, del 28 de abril de 2022, emitió el resultado de la Investigación de Mercado, en el que se determinó realizar el proceso de contratación de los servicios del experto independiente Lokton México, Agente de Seguros y Fianzas, S.A. de C.V.

Por lo anterior, la SHCP mediante los oficios números 366-078/2022 y 305.-172/2022, del 9 de junio de 2022, informó que estima realizar la contratación de los servicios del experto independiente durante 2022, sin que al cierre de este informe de auditoría haya comunicado su conclusión.

Capital Contable

En 2021, la CFE registró un capital contable total de 700,691,494.0 mdp; el patrimonio aportado representó el 13.6%; la pérdida del ejercicio y los resultados acumulados de ejercicios anteriores, en conjunto, representaron un resultado negativo de 4.6%; la participación no controladora representó el 2.2%;¹⁹ y las Otras Partidas de Resultados Integrales Acumulados representaron el 88.8%, siendo este último elemento el más relevante en el Capital Contable, el cual tuvo un incremento en su saldo de 59.6% respecto de 2020,

17 De conformidad con la Disposición Novena, tercer párrafo del “Acuerdo por el que se emiten las disposiciones de carácter general relativas a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones a cargo de la Comisión Federal de Electricidad”.

18 La Disposición Cuarta del Acuerdo, establece que “la Secretaría contratará, en términos de las disposiciones aplicables, los servicios de un experto independiente para que revise el cálculo de la reducción de la Obligación, la metodología aplicada, el perfil de vencimiento de la Obligación, así como toda la demás información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad, que directa o indirectamente incida en dicho cálculo.”

19 Se excluyó la cantidad de 4,208,387.0 mdp del resultado neto, atribuible a la participación no controladora, para incorporarla al Resultado del Ejercicio.

esto principalmente como efecto de la revaluación de plantas, instalaciones y equipos, y a remediciones²⁰ de pasivos por beneficios a los empleados.

Estado de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD, 2017-2021
(Miles de pesos)

Partida	Años					Proporción respecto del Ingreso Año 2021 (%) (f)	Variación 2020-2021 (%) (g)=((e/d)-1)*100
	2017 (a)	2018 (b)	2019 (c)	2020 (d)	2021 (e)		
Ingresos por ventas ^{1/}	458,283,258.0	522,861,429.0	538,943,131.0	477,375,435.0	536,981,916.0	100.0	12.5
Costo de lo vendido ^{2/}	365,732,736.0	447,155,657.0	401,908,877.0	322,552,552.0	468,264,105.0	87.2	45.2
Resultado Bruto	92,550,522.0	75,705,772.0	137,034,254.0	154,822,883.0	68,717,811.0	12.8	(55.6)
Gastos Operativo/Administrativo ^{3/}	70,061,682.0	47,689,097.0	62,906,062.0	146,829,274.0	69,534,298.0	12.9	(52.6)
Resultado de la Operación	22,488,840.0	28,016,675.0	74,128,192.0	7,993,609.0	(816,487.0)	(0.2)	(110.2)
Resultado Financiero, Neto ^{4/}	(33,911,066.0)	(51,579,413.0)	(49,925,949.0)	(58,468,033.0)	(58,206,906.0)	(10.8)	(0.4)
Resultado Cambiario, Neto	14,325,740.0	2,205,941.0	21,961,332.0	(33,921,683.0)	(17,617,493.0)	(3.3)	(48.1)
Resultado Integral de Financiamiento	(19,585,326.0)	(49,373,472.0)	(27,964,617.0)	(92,389,716.0)	(75,824,399.0)	(14.1)	(17.9)
Otros Ingresos (Gastos), Neto ^{5/}	31,502,401.0	16,811,453.0	8,252,459.0	10,845,965.0	(34,644,484.0)	(6.5)	(419.4)
Resultado Antes de Impuestos	34,405,915.0	(4,545,344.0)	52,701,027.0	(73,550,142.0)	(111,285,370.0)	(20.7)	51.3
Impuestos del Ejercicio	(73,302,892.0)	(66,170,650.0)	27,027,331.0	12,446,226.0	(5,025,309.0)	(0.9)	(140.4)
Resultado Neto	107,708,807.0	61,625,306.0	25,673,696.0	(85,996,368.0)	(106,260,061.0)	(19.8)	23.6
Otros resultados integrales	(30,554,818.0)	49,388,207.0	(66,055,816.0)	22,509,593.0	232,208,108.0	43.2	931.9
Resultado Integral	77,153,989.0	111,013,513.0	(40,382,120.0)	(63,486,775.0)	125,948,047.0	23.5	(298.4)
Proporciones respecto del Ingreso							
Resultado neto (%)	23.5	11.8	4.8	(18.0)	(19.8)	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2019, 2020 y 2021.

1 Los ingresos se integran por: Ingresos por suministro de energía, subsidio, venta de combustibles y servicio de transporte de energía.

2 Los costos de lo vendido se integran por: Energéticos y otros combustibles, energéticos y otros combustibles a terceros, remuneraciones y prestaciones al personal, costo del MEM, Depreciación.

3 Los gastos se integran por: Mantenimiento, materiales y servicios generales, Impuestos y derechos, costo de beneficios a los empleados.

4 El resultado financiero, neto se integra por: Intereses a cargo, Ingresos y gastos financieros (neto).

5 Otros ingresos, Otros gastos.

NOTA: Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres presentados en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados por el tratamiento realizado por el grupo auditor.

n.a.: No aplicable.

20 La NIF D-3 Beneficios a los empleados, párrafo 45.7.1, indica que: "Las remediciones del Pasivo Neto por Beneficios Definidos (PNBD) o Activo Neto por Beneficios Definidos (ANBD), son resultantes de comparar el PNBD o ANBD final con la expectativa del PNBD o ANBD del final del periodo determinada al inicio del mismo, incluyen las ganancias y pérdidas del plan (GPP) que, a su vez, se integran por las Ganancias y Pérdidas Actuariales en Obligaciones (GPAO) y las Ganancias y Pérdidas en el retornos de los Activos del Plan (GPRA)."

En 2021, la empresa obtuvo ingresos por ventas²¹ de 536,981,916.0 mdp, 12.5% superior respecto de 2020, debido al aumento en el consumo de energía eléctrica y al incremento en ventas de combustibles (gas natural a terceros).²² De los cuales se integró de ingresos por: suministro de energía eléctrica, subsidio, venta de combustibles y servicios de transporte de energía, que representaron 72.5%, 13.1%, 10.8% y 3.6%, respectivamente, del total de ingresos por ventas.

Asimismo, los costos y gastos, cuyos principales elementos fueron energéticos y otros combustibles; energéticos y otros combustibles a terceros; remuneraciones y prestaciones al personal y depreciación, con una participación de 48.7%, 11.6%, 13.3% y 12.9%, respectivamente. La pérdida operativa reflejó un margen de operación negativo de 0.2% de los ingresos por ventas.

Después del gasto del resultado integral de financiamiento y otros gastos (netos), la CFE presentó una pérdida antes de impuestos de 111,285,370.0 mdp. Tuvo un Impuesto a la utilidad a favor de 5,025,309.0 mdp, por lo que presentó una pérdida neta en el ejercicio 2021 de 106,260,061.0 mdp, lo que se traduce en un margen neto negativo de 19.8% sobre los ingresos por ventas.

Con la incorporación de otros resultados integrales, cuyo principal componente fue la remedición de pasivos laborales por beneficios definidos de 116,054,273.0 mdp, la CFE obtuvo un resultado integral de 125,948,047.0 mdp en 2021. Cabe mencionar que los Otros Resultados Integrales se acumulan en la cuenta de Capital Contable llamada Otras Partidas de Resultados Integrales Acumulados.

b) Razones Financieras
I. Inversión

En 2021, la inversión en activos de la CFE (CAPEX por sus siglas en inglés), medido por el cambio en los saldos netos de plantas, instalaciones y equipo, más los activos por derecho de uso (PIE&A), fue de 282,470,886.0 mdp, cifra superior en 360.6% a la determinada para 2020.

De acuerdo con la información presentada en el Estado Consolidado de Flujos de Efectivo de la EPE, la empresa invirtió 39,966,369.0 mdp en la adquisición de plantas, instalaciones y equipo, y desembolsó 49,345,930.0 mdp en el pago de obligaciones por arrendamientos.

21 Recursos que la CFE obtiene por el suministro de energía eléctrica, por subsidio a tarifas recibidos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por la venta de combustibles, y por servicios de transporte de energía.

22 Conforme a la explicación de la nota “Eventos relevantes”, numeral i. Emergencia energética de los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE 2021, el cual indica que “Derivado de la adquisición de gas para la generación eléctrica de centrales de Productores Independientes de Energía y la mitigación de ofertas en el Mercado Eléctrico Mayorista por la participación de centrales de la CFE, de forma adicional los precios de los combustibles presentaron un incremento constante en el ejercicio 2021 lo que representó un ingreso adicional por venta de combustibles a terceros por 30,000.0 mmdp y un desembolso extraordinario por 100,000.0 mmdp por compra de combustible para la CFE”.

Al comparar ambas métricas de medición de la inversión de CFE, existe un diferencial en el incremento del saldo de las PIE, el cual se explica por revaluaciones aplicadas por la CFE de 201,851,953.0 mdp, principalmente en redes de transmisión,²³ lo que no implicó un desembolso de recursos.

II. Actividad y ciclo

En 2021, la EPE mantuvo inventarios (principalmente combustibles y lubricantes) por 9.3 días antes de comercializarlos, por lo que presentó una disminución de 21.5%, respecto del observado en 2020, que fue de 11.9 días; en cuanto a la recuperación de sus cuentas por cobrar fue de 17.7 días, cifra que disminuyó 52.1%, respecto de los 37.0 días en 2020, al igual que el tiempo en que pagó a sus cuentas cada 36.5 días, que se redujo 11.1% respecto de 2020.

Respecto de los ingresos por ventas que generó la CFE, representaron 0.24 veces el saldo de los activos totales, cifra 7.2% superior a la observada en 2020. Si se observan los años 2017 a 2019, la CFE mejoró el uso de sus activos para generar ingresos, por lo que esta relación disminuyó en 2020 en gran medida por los efectos de la pandemia.

Al cierre de 2021, con el efectivo y las cuentas por cobrar a terceros, podría continuar su operación sin percibir ingresos por 64.5 días, cifra inferior en 43.1% a la observada en 2020, debido al menor saldo de efectivo y cuentas por cobrar, así como al incremento neto de costos y gastos, respecto de 2020. Asimismo, en el periodo de 2017 a 2021, se redujo 29.3%.

III. Liquidez

En 2021, la EPE contó con 1.14 pesos de activos corrientes por cada 1.0 peso de pasivos de corto plazo; contó con 0.44 pesos de efectivo por cada 1.0 peso de pasivos de corto plazo, cifra inferior en 32.7% a la observada en 2020; su indicador de solvencia resultó en 1.45 pesos de activos totales por cada 1.0 pesos de pasivos totales. En cuanto al capital neto de trabajo, la CFE obtuvo un resultado positivo de 24,856,394.0 mdp, con lo que presentó una capacidad para autofinanciar su operación, aun cuando la cifra fue inferior en 59.2% al que se determinó en 2020. Cabe señalar que, el capital de trabajo pasó de ser negativo en 2017 (379,797.0 mdp), a resultados positivos a partir de 2018.

IV. Apalancamiento

En 2021, los pasivos totales de la EPE financiaron 69.1% de los activos totales, cifra inferior en 4.2 puntos porcentuales a la observada en 2020, que fue de 73.3%, debido a la disminución del saldo de los pasivos laborales de 117,404,731.0 mdp. La relación deuda a capital de la CFE

²³ Como se menciona en la Nota 3, inciso h) Plantas instalaciones y equipo, inciso i) Reconocimiento y medición, párrafo 8, de las notas de los Estados Financieros Dictaminados por el auditor independiente, el cual indica que se realizó un análisis para determinar el valor razonable de los activos de larga duración de las centrales de generación, redes de distribución y transmisión.

fue de 2.2 veces, lo que implicó que por cada 1.0 unidad de capital contable, empleó 2.2 unidades de pasivos totales, resultado que muestra que el apalancamiento disminuyó 18.5% respecto de 2020.

Considerando la generación de EBITDA (véase razones de rentabilidad y generación de valor económico), al ritmo observado en 2021, la CFE tardaría 15.4 años en pagar la totalidad de sus pasivos financieros (incluyendo los arrendamientos), cifra superior en 16.6% a la determinada en 2020. En el periodo 2017 a 2021, se observó un incremento en el tiempo para cubrir pasivos financieros y arrendamientos en los años 2020 (13.2 años) y 2021 (15.4 años), lo que obedeció tanto a un aumento en el saldo de los pasivos financieros, como a una disminución en el EBITDA generado.

Generación de Valor Económico y Rentabilidad

RAZONES DE RENTABILIDAD Y DE GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO DE LA CFE, 2017-2021

Indicador	2017	2018	2019	2020	2021	Variación 2017-2021 (p.p)
ROA (%)	5.9	3.1	1.2	(4.0)	(4.7)	(10.6)
ROE (%)	19.2	9.0	4.0	(14.9)	(15.2)	(34.4)
ROCE (%)	1.4	1.6	3.8	0.4	0.0	(1.4)
Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA, Miles de pesos)	92,384,040.0	98,366,775.0	139,881,382.0	73,480,769.0	68,420,542.0	(25.9%)
Valor Económico Agregado (EVA, Miles de pesos)	(148,036,066.9)	(158,288,936.2)	(143,066,849.3)	(193,176,988.8)	(209,770,728.6)	41.7%

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en los Estados Financieros Consolidados Dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios fiscales 2018, 2019, 2020 y 2021.

p.p.: Puntos porcentuales.

En 2021, la CFE obtuvo resultados de rentabilidad menores que los observados en 2017. El Retorno sobre activos (ROA) y el Retorno sobre capital (ROE) fueron negativos en 4.7% y 15.2%, respectivamente, debido a que la pérdida neta del ejercicio fue de 106,260,061 mdp y la pérdida operativa del ejercicio de 816,487.0 mdp que, respecto del saldo del capital empleado (ROCE) de 2,089,542,416.0 mdp representó cero.

En 2021, el EBITDA calculado por el grupo auditor fue de 68,420,542.0 mdp, cifra inferior al 2020. Esta disminución fue por un incremento mayor en los costos de ventas de la EPE, en comparación con el incremento en los ingresos, observado en 2021.

Por su parte, el EBITDA reportado por la CFE, se ubicó en 33,776.0 mdp,²⁴ el diferencial en este indicador se explica por las distintas mecánicas y criterios que se aplican en su determinación (nota al pie de página número 6). Por su parte, la estimación del grupo auditor se basó en la aplicación de los elementos directamente identificados de la información del Estado Financiero Dictaminado a esta razón de rentabilidad.

En cuanto a la generación de valor económico, calculado por medio del EVA,²⁵ el grupo auditor estimó para la EPE una generación de riqueza residual negativa de 209,770,728.6 mdp, debido a que la empresa obtuvo una pérdida en su operación de 816,487.0 mdp, por lo que no pudo cubrir el rendimiento del capital empleado de 10.0%, así como la parte impositiva determinada para este indicador.²⁶

d) Comparativo de rentabilidad entre las subsidiarias de la CFE

A efecto de comparar los resultados obtenidos en 2021 y 2020 entre las EPS, en los indicadores de Rendimiento sobre activos (ROA), Rendimiento sobre capital (ROE) y Retorno sobre capital empleado (ROCE), se presenta el análisis siguiente:

24 Del portal de internet de la CFE <https://app.cfe.mx/Applicaciones/OTROS/Boletines/boletin?i=2508>. Consulta: 13 de septiembre de 2022.

25 El cálculo del Valor Económico Agregado (EVA) asume que al resultado de la operación se le aplica una tasa impositiva de 30.0% y al remanente se le resta un rendimiento requerido de 10.0%, de la suma de pasivos de largo plazo y el total del capital contable.

26 Adicionalmente, el equipo auditor realizó un análisis supletorio sobre el riesgo de quiebra de la EPE. Dado que la CFE es una Empresa Productiva del Estado (EPE) el riesgo de quiebra no es el equivalente a una empresa privada. Con el modelo Altman Z Score, se obtuvo un resultado de 0.50 puntos, lo que es la probabilidad de insolvencia en el corto plazo. En tanto que, con el modelo Springate, se obtuvo un valor negativo de 0.31 puntos, resultado superior en 0.16 puntos del observado en 2020, que fue negativo de 0.15 puntos, indicador en el mismo sentido que el Altman Z-Score.

COMPARATIVO ENTRE LOS RESULTADOS FINANCIEROS DE LAS SUBSIDIARIAS Y FILIALES DE LA CFE, 2020-2021
(Miles de millones de pesos y porcentajes)

Indicador	Año	Empresas Subsidiarias								Filiales		
		Gen I	Gen II	Gen III	Gen IV	Gen V	Gen VI	Dist.	SSB	Trans.	CFEnergía	CFE Internacion al
Activos totales	2020	236.7	167.8	231.1	174.0	8.7	193.0	643.8	167.3	443.9	36.6	101.5
	2021	226.7	179.2	226.4	152.5	8.9	207.1	659.9	96.5	568.9	62.0	101.6
Ingresos	2020	111.2	70.2	147.4	136.9	140.9	87.6	122.1	598.3	72.1	105.7	66.9
	2021	63.79	44.41	72.39	26.21	230.15	66.86	135.98	707.18	74.37	177.91	158.07
Resultado neto	2020	(12.1)	2.7	(4.6)	(9.0)	0.0	(11.4)	(43.1)	44.4	0.0	4.4	(0.4)
	2021	(16.3)	11.3	(2.5)	(10.8)	0.0	(9.2)	0.1	(63.0)	(1.8)	13.0	(0.7)
ROA %	2020	(5.1)	1.6	(2.0)	(5.2)	0.4	(5.9)	(6.7)	26.5	0.0	12.1	(0.4)
	2021	(7.2)	6.3	(1.1)	(7.1)	0.5	(4.4)	0.0	(65.3)	(0.3)	20.9	(0.7)
ROE %	2020	(15.9)	3.8	(5.6)	(11.1)	8.8	(127.8)	(31.9)	489.1	0.0	33.9	76.2
	2021	(24.7)	13.5	(2.9)	(13.6)	5.4	(99.9)	0.0	145.6	(0.6)	49.9	57.2
ROCE %	2020	(10.8)	2.6	(2.7)	(5.4)	254.4	(26.0)	(4.0)	73.5	4.8	40.3	2.6
	2021	(5.6)	5.9	1.8	(6.3)	24.8	(7.2)	1.3	(1,177.9)	2.7	53.6	2.4
Margen operativo %	2021	(22.0)	14.5	(0.4)	(33.7)	0.1	(9.9)	9.8	(8.9)	16.8	9.7	1.4

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con información proporcionada por la CFE mediante el oficio núm. XK000/0112/2022 del 9 de marzo de 2022, referente a la consolidación de sus Estados Financieros de 2021, e información de la auditoria 469-DE de la Cuenta Pública 2020 disponible en https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2020c/Documentos/Auditorias/2020_0469_a.pdf.

NOTA: No se consideró para el análisis: CFE Holding, Interconexión de Contratos Legados, Suministro Calificado CFE, CFE Guatemala, CFE Ecuador, CFE Capital y CFE Internet para Todos, al no ser representativas o ser tenedoras accionarias de empresas del propio grupo.

Las empresas SSB y CFE Internacional presentaron en 2021 un capital contable negativo, por lo que el indicador ROE revela un falso positivo, dada la pérdida del ejercicio. Para el ejercicio 2020, CFE Internacional presentó la situación antes descrita.

Dist.: CFE Distribución.

Trans.: CFE Transmisión.

SSB: CFE Suministrador de Servicios Básicos.

En 2021, destacan las utilidades netas de la filial CFEnergía (12,979,144.2 mdp) y de las EPS Generación II (11,291,751.5 mdp); por su parte, las EPS con las mayores pérdidas fueron Suministro Básico (pérdida de 63,033,154.2 mdp), Generación I (pérdida de 16,250,759.9 mdp), Generación IV (pérdida de 10,841,821.0 mdp) y Generación VI (pérdida de 9,195,167.1 mdp).

Asimismo, de las 11 empresas de la CFE, la más rentable fue CFEnergía, ya que la rentabilidad sobre activos y capital fue de 20.9% y 49.9%, respectivamente, y contó con Capital Total (Patrimonio total) de 26,021,560.7 mdp (incluido el resultado neto del ejercicio 2021), razón por la cual su indicador ROE es el más alto respecto de los obtenidos por las otras empresas.

En cuanto a la Rentabilidad del Capital Empleado (ROCE), las empresas con mayor rentabilidad en este indicador fueron CFEnergía (53.6%), Generación V (24.8%), y Generación II (5.9%). Cabe señalar que, en 2020, CFE Suministro de Servicios Básicos fue la que registró la mayor utilidad (44,413,483.9 mdp), presentando un ROA de 26.5%, un ROE de 489.1%. Asimismo, el margen operativo más alto lo obtuvo CFE Transmisión con 16.8% y Generación II fue la segunda más alta con 14.5%, ambas en 2021.

Los resultados financieros, tanto de CFE en su conjunto como de cada una de las EPS, impactaron en sus indicadores de rentabilidad y generación de valor económico; ello significa que existen problemas en la cadena de valor de la CFE (generación, transmisión y distribución), tal como se presenta en los resultados números 5 “Mantenimiento y retiro de centrales eléctricas”; 8 “Proyectos de ampliación y modernización de la infraestructura de transmisión” y 11 “Proyectos de ampliación de la infraestructura de distribución”; estos problemas están asociados con la necesidad histórica de modernizar y ampliar la infraestructura en todos los eslabones de la cadena, como son la modernización y la construcción de nuevas centrales eléctricas, y la ampliación y modernización de la redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución. En este contexto, es necesario continuar con el fortalecimiento de los proyectos de inversión estratégicos en infraestructura, a fin de asegurar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, atendiendo los objetivos siguientes: operar con eficiencia energética; minimizar las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica; incentivar la integración de generación; satisfacer el crecimiento de demanda; reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, incorporar tecnología en las Redes Eléctricas Inteligentes y, en consecuencia, reducir los costos del suministro de energía eléctrica y mejorar los indicadores de rentabilidad.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, CFE Corporativo emitió su posicionamiento sobre el resultado, en el que, en resumen, señala que: 1. La situación financiera de la Comisión Federal de Electricidad no tiene relación causal con la fortaleza o debilidad de su Plan de Negocios. 2. Sus indicadores de rentabilidad y generación de valor económico negativos no son producto de la falta de atención al artículo 134 Constitucional. 3. Efectivamente se encuentra en una situación financiera delicada. Esta situación es por falta de atención de lo señalado en el artículo 19 de la Ley de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria. 4. Para el año fiscal 2022 la situación se hace más crítica, tal como se informó a la SHCP.

Asimismo, la Unidad de Estrategia y Regulación de CFE Transmisión señaló que, “realiza diversas actividades enfocadas al cumplimiento de su razón de ser (Objeto) y que a su vez, se encuentran alineadas al Plan de Negocios de la CFE, ya que contribuyen a la mejora de los indicadores de rentabilidad y generación de valor económico de la CFE, toda vez que, con la determinación, seguimiento y evaluación de las métricas del Cumplimiento del Programa de Mantenimiento y Kilómetros de Nuevas Líneas en la RNT, permiten el incremento de la eficacia y eficiencia del proceso de Transmisión de Energía, toda vez que, el mantener en óptimas condiciones de operación la infraestructura de la CFE Transmisión, así como la incorporación de kilómetros de nuevas líneas, mejora los resultados de los indicadores de proceso y permite la disponibilidad de cada uno de los elementos de la RNT, con la finalidad de que transita a través de cada uno de ellos, el flujo de energía, así como al tener mayor kilómetros de Red, se mejora la oportunidad del despacho de energía, con lo que contribuye al fortalecimiento y cumplimiento de objetivos, estrategias y líneas de acción para crear valor económico a la CFE”, sin que precisaran de manera puntual el número de proyectos

estratégicos de inversión dirigidos a la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión, por lo que la observación persiste.

2021-6-90UJB-07-0047-07-001 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con las Empresas Productivas Subsidiarias, fortalezca los objetivos, estrategias y líneas de acción del Plan de Negocios de la CFE, para que los diversos eslabones de la cadena productiva de la empresa mejoren sus resultados, específicamente en cuanto a los proyectos estratégicos de inversión dirigidos a la infraestructura de las centrales de generación y redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución, que permitan el incremento de la eficacia y eficiencia de sus procesos, y ello repercuta en la mejora de sus indicadores de rentabilidad y generación de valor económico, que conduzca al fortalecimiento de su estructura financiera en el mediano plazo, y cumpla con lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 4, párrafo primero, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 1, párrafo segundo, y 29, fracción XIV, del Estatuto Orgánico de la CFE, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

2. Gobernanza de la CFE en la Conducción Central²⁷

a) Continuidad y funcionamiento de la estructura y organización corporativa de la CFE

En 2021, la CFE continuó con una organización y estructura corporativa integrada, que sesionó con regularidad y atendió una agenda temática conforme a sus atribuciones; dirigida y administrada por un Consejo de Administración y un Director General.

Asimismo, se verificó que, en ese año, el Consejo de Administración estuvo conformado por 9 de los 10 integrantes: la titular de la Secretaría de Energía; el titular de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público; 2 de 3 consejeros del Gobierno Federal designados por el titular del poder Ejecutivo Federal; 4 consejeros independientes designados por el Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República, y 1 consejero designado por los trabajadores de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias. Cabe señalar que, a la fecha de conclusión de

27 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022 del 25 de febrero y 18 de julio de 2022, respectivamente, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/451/2022, del 10 y 29 de marzo, y 9 de agosto de 2022, respectivamente, la CFE remitió la información solicitada.

los trabajos de auditoría, el titular del poder Ejecutivo Federal no realizó la designación del consejero faltante, sin que exista un plazo para el nombramiento.

- Reglas de operación del Consejo de Administración

En 2021, se dispuso de las “Reglas de operación y funcionamiento del Consejo de Administración de la Comisión Federal de Electricidad”, las cuales fueron aprobadas en la sesión 25 ordinaria del 12 de julio de 2018, y tienen por objeto definir la forma en que se llevará a cabo la operación y el funcionamiento del Consejo. En dicho documento se establecieron los apartados relacionados con su objetivo; las funciones que realiza el Consejo y su Presidente, así como el Secretario y el Prosecretario, además se señalaron las particularidades de las sesiones como su periodicidad, el quorum, las convocatorias, la votación y deliberación de los asuntos expuestos, y la clasificación de la información contenida en los acuerdos.

- Actas y acuerdos de sesiones

El Consejo de Administración de la CFE llevó a cabo siete sesiones (cuatro ordinarias y tres extraordinarias), acreditadas mediante las actas y acuerdos, en las que aprobó y tomó conocimiento de diversos asuntos, documentos y proyectos de la CFE, sus EPS y EF.

b) Desempeño de los comités que auxilian al Consejo de Administración de la CFE

En 2021, la CFE contó con cuatro comités que auxiliaron al Consejo de Administración en sus principales labores de conducción central y de dirección estratégica como principal órgano de gobierno y son los siguientes: a) Comité de Auditoría; b) Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones; c) Comité de Estrategia e Inversiones, y d) Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, y cada uno de éstos dispuso de reglas de operación, como directrices para regular la integración, funciones y operación de los propios comités.

Su actuación derivó en un total de 15 sesiones (8 ordinarias y 7 extraordinarias), en las que se convinieron asuntos de la competencia de cada uno de ellos, y conforme a sus políticas y directrices establecidas en sus respectivas áreas de competencia; realizaron recomendaciones al Consejo sobre la aprobación de los aspectos relacionados con su operación y atribuciones, y llevaron a cabo actividades de supervisión y seguimiento de su gestión.

3. Gestión de Riesgos Empresariales²⁸

En 2021, la CFE contó con la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos (MER) de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, aprobada el 13 de julio de 2017 por el Consejo de Administración (CA) de la CFE, la cual es un documento complementario de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de la empresa, y contienen las disposiciones para identificar, analizar, evaluar, jerarquizar, controlar y dar seguimiento oportunamente a los riesgos a los que se encontró expuesta, brindando una seguridad razonable para el logro de sus objetivos institucionales, de reporte y de cumplimiento.

La metodología establece de manera general el proceso para la identificación, evaluación y administración de riesgos de la CFE, directivos,²⁹ estratégicos³⁰ y operativos.³¹

En 2021, en la Matriz de Administración de Riesgos se registraron 6,749 riesgos, con su descripción, nivel y tipo de riesgo, impacto, la estrategia de ocurrencia y cantidad de controles y acciones realizadas por cada una de las EPS y EF. Asimismo, la EPE los clasificó de la forma siguiente: 161 directivos (2.4%), 167 estratégicos (2.5%) y 6,421 operativos (95.1%), de los cuales, CFE Corporativo identificó 779 riesgos, el 11.5%; las EPS de Generación III, IV, V y VI, reportaron en su conjunto 1,239 riesgos (18.4%); en tanto que las EPS de transmisión, distribución y suministro de electricidad reconocieron 4,641, el 68.8% del total de los riesgos. Por lo que corresponde a las EPS de Generación I y II, y las cuatro filiales (CFE Internacional, CFEnergía, CFE Intermediación de Contratos Legados y CFE Suministro Calificado) reportaron 90 (1.3%) riesgos directivos y estratégicos, sin que incluyeran operativos.

En el año de revisión, la CFE contó con el Programa de Trabajo de Administración de Riesgos (PTAR), en el cual se establecieron las acciones de control y/o tareas programadas para la implementación y el seguimiento de las estrategias y acciones definidas por CFE Corporativo y cada una de las EPS y EF; sin que fuera posible cuantificar y determinar el número de acciones de control establecidas para mitigar el impacto de los riesgos ni el estatus en el que se ubicaron, debido a que la EPE no dispuso de la metodología y/o criterios correspondientes que incluyeran las directrices, reglas o instrucciones a seguir para conocer el porcentaje de

28 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022, del 25 de febrero y 18 de julio de 2022, respectivamente, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/451/2022 del 29 de marzo y 9 de agosto de 2022, respectivamente, la empresa proporcionó la información requerida.

29 Es aquel que puede impactar negativamente en la operación y eficiencia de los procesos, programas y proyectos de la CFE. Uno de los factores que pueden materializar este tipo de riesgos es no contar con una normativa actualizada y congruente.

30 Se refiere a todo evento o tendencia que pueda repercutir negativamente en el cumplimiento de la misión, visión y objetivos estratégicos, así como en la productividad y rentabilidad de la CFE.

31 Son aquellos que pueden repercutir negativamente en la eficacia de las acciones y tareas señaladas en los manuales de organización y de procedimientos, y que son ejecutadas por el personal de la CFE.

avance que debe tener cada uno de los estatus de las acciones de control para establecer que éstas se encuentran en etapa de terminación, en curso o atrasadas.

La CFE dio seguimiento a los riesgos directivos y estratégicos definidos en el PTAR, por medio del Reporte del Estado que guarda el Sistema de Control Interno; el Reporte sobre el comportamiento de los riesgos en la CFE, sus EPS y EF, así como por los reportes de avance trimestrales presentados ante el Consejo de Administración, aunque no acreditó el seguimiento de los riesgos operativos reportados por cada una de las EPS y EF.

2021-6-90UJB-07-0047-07-002 Recomendación

Para que la CFE Corporativo elabore e implemente la metodología y/o lineamientos, relacionados con la determinación de los criterios, directrices, reglas o instrucciones a seguir para la cuantificación de las acciones de control establecidas en el Programa de Trabajo de Administración de Riesgos (PTAR), así como para el avance en la mitigación del impacto de los riesgos, con el objetivo de contribuir a mejorar el proceso de gestión de riesgos empresariales, en términos del artículo 54, fracción I, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; del Numeral 1.0.0.2, funciones 7 y 10, del Manual de Organización de la Comisión Federal de Electricidad, y de los apartados V, numeral V.1, y VII, numeral VII.2, de la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

2021-6-90UJB-07-0047-07-003 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, por medio de la Coordinación de Control Interno, instrumente los mecanismos de control, a fin de generar, integrar y reportar la información relacionada con los mecanismos de seguimiento y evaluación de los riesgos operativos reportados por cada una de las EPS y EF, en términos de lo establecido en el Apartado V, numeral V.1, de la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, y en el artículo 115 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas instrumentadas para corregir la deficiencia detectada.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

4. Generación de electricidad³²

a) Generación de energía eléctrica programada y real

En 2021, la CFE, por medio de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI, administró 155 centrales eléctricas que estuvieron en operación comercial³³ y que generaron energía eléctrica. Asimismo, CFE Generación V, que administra los contratos de los Productores Externos de Energía (PEE), contó con 33 centrales eléctricas que estuvieron en operación comercial.

32 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022, la CFE proporcionó la información requerida.

33 Consiste en la declaración emitida por el CENACE, a petición del solicitante, permisionario o participante del mercado, que ha satisfecho todas las disposiciones legales aplicables, que le permiten operar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Secretaría de Energía. Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Disponible en: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regla/n565.pdf>. Consulta: 20 de octubre de 2022.

La energía eléctrica neta generada,³⁴ en 2021, se muestra en el cuadro siguiente:

EPS	Energía programada (kWh) (a)	Energía generada (kWh) (b)	Cumplimiento (%) (c)=((b/a)*100)	Total de centrales ¹ (d)=(e)+(f)	¿Generaron energía?	
					Sí (e)	No (f)
Total:	207,096,789,505.4	208,004,005,303.9	100.4	192	188	4
Subtotal CFE:	115,487,667,275.8	115,743,900,064.6	100.2	159	155	4
CFE Generación I	33,012,485,158.5	32,974,548,599.9	99.9	33	33	0
CFE Generación II	18,138,379,996.0	20,780,092,002.1	114.6	22	22	0
CFE Generación III ²	23,946,882,202.9	25,755,086,252.0	107.6	40	39	1
CFE Generación IV ³	19,476,756,891.5	13,052,605,318.6	67.0	26	25	1
CFE Generación VI	20,913,163,026.9	23,181,567,892.0	110.8	38	36	2
Productores Externos de Energía (PEE)						
CFE Generación V ⁴	91,609,122,229.6	92,260,105,239.3	100.7	33	33	0

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y los correos electrónicos del 23 de junio y 16 de agosto de 2022.

NOTA: Periodo reportado, enero a diciembre 2021 (Cifras preliminares no auditadas con fecha de extracción del 8 de marzo de 2022).

1 No se incluyó a la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

2 En 2021, la central turbogas González Ortega no programó energía eléctrica; sin embargo, generó 305,436,404.0 kWh de electricidad, debido a que “esta central se encuentra operando en la modalidad de Protocolo Correctivo³⁵ que formalizaron el CENACE y la EPS de la CFE, denominada CFE Generación III, el 8 de marzo de 2021, fecha en la que ya se habían establecido las metas y adicionalmente, al ser una condición diferente al despacho en el MEM, no fue posible determinar la cantidad de energía que iba a generar la central”.

3 En 2021, la central termoeléctrica Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo) no generó energía eléctrica, debido a que no fue requerida por el CENACE (operador del sistema) y, por una restricción en el suministro de gas natural por parte del Suministrador CFEnergía S.A. de C.V., derivado de trabajos de mantenimiento del gasoducto aguas arriba, notificado por parte del Transportista Gasoductos del Río a CFEnergía y ésta a su vez a la EPS CFE Generación IV, durante el periodo de junio-octubre de 2021”. Sin embargo, dicha central si se contabilizó para el total de energía programada, debido a que se le asignó una meta de generación para 2021, por 88,676,004.37 kWh.

4 Se refiere a la energía neta facturada, que es la energía neta anual programada y entregada por el Productor Externo de Energía.

-
- 34 Generación Neta, es la cantidad de energía eléctrica entregada al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) por una o más unidades generadoras, la cual se determina restando a la Generación Bruta el total de energía consumida autoabastecida. Nota informativa proporcionada por la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III, en el Informe de Auditoría número 492-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III", Cuenta Pública 2018.
- 35 En el “ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional del Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica”, se señaló que un protocolo correctivo se presenta cuando existen condiciones inminentes de racionamiento que pueden afectar el suministro de la energía eléctrica a los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional, lo que puede resultar en una condición de emergencia.

En 2021, las 5 empresas de generación de la CFE produjeron 115,743,900,064.6 kilowatts hora (kWh) cifra superior en 0.2%, respecto del total de la energía programada que era de 115,487,667,275.8 kWh. Asimismo, se observó que, en ese año, CFE Generación IV alcanzó una generación de 13,052,605,318.6 kWh, el 67.0% de la generación esperada de 19,476,756,891.5, debido a que 13 centrales no alcanzaron las metas de generación programadas por la disminución en el despacho por parte del CENACE; por la restricción de gas de algunas centrales; por fallas externas en algunos equipos, y por la degradación de los elementos del turbogenerador.

La generación de electricidad por parte de las 5 EPS, en el periodo 2018-2021, se presenta a continuación:

ENERGÍA ELÉCTRICA DE LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, 2018-2021
KILOWATTS HORA (kWh)

EPS	Años				Variación (%) 2020-2021 (e)=((d/c)- 1)*100	Variación (%) 2018-2021 (f)=((d/a)- 1)*100
	2018 (a)	2019 (b)	2020 (c)	2021 (d)		
Total:	235,189,354,151.0	231,939,203,295.3	208,755,084,711.8	208,004,005,303.9	(0.4)	(11.6)
Subtotal CFE:	150,930,881,564.0	139,725,781,612.3	110,884,399,277.0	115,743,900,064.6	4.4	(23.3)
Generación I	28,291,323,412.2	24,587,206,970.0	29,206,462,901.6	32,974,548,599.9	12.9	16.6
Generación II	31,660,623,256.5	26,324,552,679.0	23,879,051,589.7	20,780,092,002.1	(13.0)	(34.4)
Generación III	30,394,996,832.4	29,071,012,455.6	24,424,784,628.0	25,755,086,252.0	5.4	(15.3)
Generación IV	30,323,446,052.2	27,102,832,571.4	15,683,641,029.7	13,052,605,318.6	(16.8)	(57.0)
Generación VI	30,260,492,010.7	32,640,176,936.3	17,690,459,128.0	23,181,567,892.0	31.0	(23.4)
Productores Externos de Energía (PEE)						
CFE Generación V	84,258,472,587.0	92,213,421,683.0	97,870,685,434.8	92,260,105,239.3	(5.7)	9.5

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

NOTA: Los datos para los años 2018, 2019 y 2020 corresponden a lo reportado en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

En el periodo 2020-2021, CFE Generación VI, I y III registraron incrementos de 31.0%, 12.9% y 5.4%, en tanto que Generación IV, II y V disminuyeron su producción en 16.8%, 13.0% y 5.7%, respectivamente.

En el periodo 2018-2021, CFE Generación I y CFE Generación V, que administra las centrales de los PEE, registraron incrementos de 16.6% y 9.5%, y Generación IV, II, VI y III disminuyeron su producción en 57.0%, 34.4%, 23.4% y 15.3%, respectivamente.

b) Venta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista

En el periodo 2018-2021, la participación por cada una de las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se muestra a continuación:

PARTICIPACIÓN DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, EN EL MEM, 2018-2021¹
(Porcentajes)

Concepto	2018 (a)	2019 (b)	2020 (c)	2021 (d)	Diferencia 2018-2021 (Puntos porcentuales) (f)=(d-a)
Total:	100.0	100.0	100.0	100.0	n.a.
Energía vendida en el MEM por las EPS de CFE	48.6	47.1	38.8	39.5	(9.1)
CFE Generación I	9.1	7.8	9.4	10.2	1.1
CFE Generación II	9.8	8.0	7.3	6.5	(3.3)
CFE Generación III	10.0	12.6	7.9	8.0	(2.0)
CFE Generación IV	9.7	8.5	5.0	4.0	(5.7)
CFE Generación VI	10.0	10.2	9.2	10.8	0.8
Energía vendida en el MEM por privados	51.4	52.9	61.2	60.5	9.1
CFE Generación V	26.9	29.3	31.7	28.5	1.6
Otros generadores privados e importación ²	24.5	23.6	29.5	32.0	7.5

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE y el CENACE mediante los oficios número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022. Así como el informe de la auditoría de desempeño número 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

1 El CENACE como operador independiente del mercado, remitió el reporte de la energía eléctrica vendida, así como el monto neto liquidado al generador, a diciembre de 2021, con base en la reliquidación máxima disponible al 9 de marzo del 2022. Los datos de 2018, 2019 y 2020 se retomaron del informe de la auditoría de desempeño número 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

2 En 2021, incluye la energía vendida por 93 generadores privados; CFE Intermediación de Contratos Legados; 14 suministradores de servicios calificados, y 10 comercializadores no suministradores. Así como la energía vendida de la central eléctrica “E2M Generador (Abasto Aislado Bio Papel Scribe)”, la cual es representada en el mercado por la CFE Generación I.

NOTA: Cabe señalar que los otros generadores privados e importadores no formaron parte del alcance de esta auditoría.
n.a. No aplicable.

De 2020 a 2021, las 5 EPS de Generación aumentaron 0.7 p.p. su participación en el MEM, en tanto que los PEE, administrados por CFE Generación V y otros generadores privados, disminuyeron su colaboración en 0.7 p.p.

Cabe señalar que, en 2021, la CFE (39.5%), complementa sus requerimientos de energía, a través de compras contractuales a los PEE (28.5%), con quienes tiene acuerdos de largo plazo. La CFE y los PEE comercializaron en conjunto el 68.0% del total de la energía vendida en el MEM.

La recomendación se encuentra en el resultado número 1 “Generación de valor económico y rentabilidad”, referente a que se fortalezcan los objetivos, estrategias y líneas de acción del Plan de Negocios de la CFE 2022-2026, para que la empresa mejore sus resultados, específicamente en cuanto a la inversión dirigida a las centrales de generación.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 1 - Acción 2021-6-90UJB-07-0047-07-001

5. Mantenimiento y retiro de las centrales eléctricas³⁶

a) Mantenimientos de las centrales eléctricas

En 2021, las EPS de generación realizaron mantenimientos semestrales que incluyen actividades de limpieza y cambio de dispositivos o elementos de alto desgaste para la conservación de la infraestructura; mantenimiento anual o menor, que consiste en actividades de revisión, limpieza y cambio de dispositivos o elementos de alto desgaste, para la conservación del equipo y prevenir fallas, y mantenimiento mayor, en el cual se realizan actividades para recuperar las condiciones operativas de aceptación o diseño y prolongar la vida útil del equipo deteriorado por su operación y prevenir las fallas.³⁷ Los resultados se presentan a continuación:

MANTENIMIENTOS PROGRAMADOS Y REALIZADOS EN LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LAS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS DE GENERACIÓN I, II, III, IV Y VI, 2021

EPS	Centrales en operación que generaron energía (a)	Centrales a las que se les dio mantenimiento (b)	Participación (%) (c)=(b/a)*100	Mantenimientos		
				Programados (d)	Realizados (e)	Cumplimiento (%) (f)=(e/d)*100
Total CFE:	155	141	91.0	607	564	92.9
Generación I	33	30	90.9	169	156	92.3
Generación II	22	22	100.0	80	69	86.3
Generación III	39	39	100.0	162	162	100.0
Generación IV	25	16	64.0	53	42	79.2
Generación VI	36	34	94.4	143	135	94.4

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE y el CENACE mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/306/2022, del 29 de marzo y 13 de mayo de 2022, respectivamente.

NOTA: No se incluyó la EPS CFE Generación V, debido a que el mantenimiento de las centrales eléctricas de los PEE no forma parte de la administración de la empresa.

36 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022 y el Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los Trabajos de la Auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/306/2022, del 29 de marzo y 13 de mayo de 2022, respectivamente, la empresa proporcionó la información requerida.

Asimismo, mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/067/2022, del 2 de marzo de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, el CENACE proporcionó la información solicitada.

37 Auditoría Financiera y de Cumplimiento núm. DE-170 “Mantenimiento en Centrales Generadoras de Energía”, Cuenta Pública 2014.

En 2021, las EPS de Generación I, II, III, IV y VI realizaron 564 mantenimientos en 141 centrales, un cumplimiento del 92.9% de los 607 programados. Por EPS de Generación se identificó lo siguiente:

- CFE Generación I: de las 33 centrales eléctricas que estuvieron en operación, en 30 (90.9%), se realizaron 156 mantenimientos menores y mayores de 169 programados, con un cumplimiento de 92.3%.
- CFE Generación II: llevó a cabo 69 mantenimientos que consistieron en lavado de compresores, rehabilitaciones y modernizaciones, de 80 programados en sus 22 centrales que estuvieron en operación, con un cumplimiento de 86.3%.
- CFE Generación III: realizó los 162 mantenimientos programados denominados semestrales, menores y mayores a las 39 centrales eléctricas que estuvieron en operación.
- CFE Generación IV: de las 25 centrales que generaron energía, a 16 les realizaron 42 mantenimientos, con un cumplimiento de 79.2%.
- CFE Generación VI: se llevaron a cabo 135 mantenimientos, de 143 programados, de tipo semestral, menor y mayor, con un cumplimiento de 94.4%.

b) Retiro de las centrales eléctricas

En 2021, las EPS de Generación I, II, III, IV y VI contaron con 155 centrales que estuvieron en operación comercial y que generaron energía eléctrica, y CFE Generación V administró 33 centrales de los Productores Externos de Energía (PEE). Dichas centrales, con base en el tipo de tecnología, tienen una vida útil,³⁸ como se presenta a continuación:

38 La vida útil de una central eléctrica es el periodo para la cual ha sido diseñada, a fin de que su operación sea eficiente. Este periodo depende del tipo de trabajo que desarrolla, su tamaño, complejidad y las horas de operación continua para la generación de energía eléctrica, en donde los equipos principales y auxiliares que componen una central eléctrica sufren degradaciones provocando la disminución de su eficiencia; afectando la capacidad de generación, el incremento en la indisponibilidad por falla y el aumento en el consumo de la fuente de energía primaria. Nota informativa proporcionada por la Subgerencia de Producción de la EPS CFE Generación III. Informe Auditoría de Desempeño núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

VIDA ÚTIL Y ANTIGÜEDAD PROMEDIO DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, AL 2021

Tipo de tecnología	Centrales que generaron electricidad	Vida útil (años promedio)	Antigüedad (años promedio) ¹	Total de centrales que excedieron su vida útil
Totales:	188	n.a.	38.1²	65
Subtotal CFE:	155	n.a.	43.4	65
Generación I	33	n.a.	35.9	8
Turbo Gas	15	30.0	15.7	1
Hidroeléctrica	10	80.0	67.7	2
Ciclo combinado	5	30.0	23.4	2
Termoeléctrica/Vapor convencional	3	30.0	52.0	3
Generación II	22	n.a.	62.8	10
Carboeléctrica	1	40.0	28.0	0
Hidroeléctrica	18	80.0	70.4	8
Termoeléctrica/Vapor convencional	1	30.0	38.0	1
Ciclo combinado	1	30.0	10.0	0
Geotérmica	1	30.0	39	1
Generación III	39	n.a.	36.3	16
Hidroeléctrica	11	80.0	51.7	1
Turbo Gas	10	30.0	40.1	8
Termoeléctrica/Vapor convencional	5	30.0	41.4	4
Ciclo combinado	5	30.0	9.0	0
Combustión Interna	4	30.0	27.8	2
Solar /Fotovoltaica	2	25.0	8.0	0
Geotérmica	2	30.0	34.0	1
Generación IV	25	n.a.	40.7	17
Carboeléctrica	2	40.0	33.5	0
Turbo Gas	10	30.0	46.1	9
Termoeléctrica/Vapor convencional	5	30.0	40.6	5
Ciclo combinado	6	30.0	30.8	3
Hidroeléctrica	2	80.0	50.5	0
Generación VI	36	n.a.	47.8	14
Hidroeléctrica	19	80.0	59.5	1
Turbo Gas	6	30.0	43.2	6
Termoeléctrica/Vapor convencional	4	30.0	36.0	3
Ciclo combinado	3	30.0	27.0	1
Eólico	2	25.0	18.5	1
Geotérmica	1	30.0	30.0	1
Combustión Interna	1	30.0	37.0	1
Productores Externos de Energía (PEE)				
Generación V	33	n.a.	13.7	0
Ciclo combinado	27	30.0	14.9	0
Eólico	6	25.0	8.5	0

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y los Estados Financieros Consolidados de la Comisión Federal de Electricidad, al 31 de diciembre de 2021 y 2020.

1 El criterio de la vida útil de las centrales se señala en la nota 8 de los Estados Financieros Consolidados de la Comisión Federal de Electricidad, 2021.

2 Se refiere a la antigüedad promedio de las 188 centrales que estuvieron en operación y que generaron electricidad, incluidas las 33 centrales externas legadas a cargo de la CFE Generación V.

n.a.: No aplicable.

En 2021, de las 155 centrales de la CFE que estuvieron en operación comercial y que generaron energía eléctrica, 65 (41.9%) excedieron su vida útil y contaron con una capacidad

instalada de 16,589.6 MW, el 37.0% de la capacidad total de las 5 empresas de CFE de 44,885.8 MW. Las 65 centrales generaron 32,565,057,513.6 kWh, el 28.1% del total de la energía generada por la CFE (115,743,900,064.6 kWh), y se identificó que 28 de las 65 centrales (43.1%) no cumplieron con la meta de generación establecida en ese año, por la disminución en el despacho por parte del CENACE.

Respecto del retiro de centrales que hubieran excedido su vida útil, mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, la Dirección de Operación y Planeación del Sistema señaló que “el CENACE no recibió notificaciones para el retiro de centrales eléctricas” y las EPS de generación indicaron que no consideraron retirar centrales generadoras, a fin de dar cumplimiento a la política vigente del Gobierno Federal de no retirar centrales para fortalecer la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), como se menciona en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, en el rubro de Economía, que se estableció como propósito “la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad”.

Cabe señalar que, en materia de nuevas centrales, las EPS de Generación reportaron lo siguiente: CFE Generación I cuenta con una central de ciclo combinado en etapa de construcción, la cual tiene estimado adicionar 615.2 MW de capacidad, y cuyos trabajos iniciaron en diciembre de 2018, sin que se reportara una fecha estimada de conclusión del proyecto; CFE Generación II no tiene programadas nuevas centrales; CFE Generación III concluyó la construcción de una central de turbogas, la cual adicionó 104.5 MW; CFE Generación IV se encuentra en proceso de construcción de una central de ciclo combinado que adicionará 452.0 MW de capacidad y cuyos trabajos iniciaron en el segundo semestre de 2021 y se pretenden concluir en el primer semestre de 2024, por último CFE Generación VI señaló que cuenta con un proyecto para una central hidroeléctrica, sin embargo, éste se encuentra suspendido, debido a inconformidades de transportistas, bloqueo por ex obreros, pobladores y ejidatarios, disputas sindicales y problemas laborales entre obreros y el consorcio que construiría la central, por lo que no dispone de una fecha estimada para la continuación y conclusión de los trabajos.

Asimismo, la CFE puso en marcha el Plan de Modernización de Centrales Hidroeléctricas de la CFE, en el que se incluyeron proyectos para garantizar hasta 50 años más de vida útil a este tipo de centrales. Este aspecto se profundiza en el resultado núm. 7 “Modernización y repotenciación de las centrales de generación” del presente informe.

La recomendación se encuentra en el resultado núm. 1 “Generación de valor económico y rentabilidad” referente a que se fortalezcan los objetivos, estrategias y líneas de acción del Plan de Negocios de la CFE, para que la empresa mejore sus resultados, específicamente en cuanto a la inversión dirigida a las centrales de generación, con efectos en su mantenimiento.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 1 - Acción 2021-6-90UJB-07-0047-07-001

6. Costo de generación³⁹

a) Costo promedio ponderado de generación de las EPS

Los costos promedio ponderados de generación por EPS, en 2021, se muestran a continuación:

COSTO PROMEDIO PONDERADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, 2021

EPS (a)	Centrales en operación que generaron electricidad (b)	Antigüedad promedio de las centrales (años) (c)	Energía generada (kWh) (d)	Participación (%) (e)=(d/total)*100	Costo Promedio Ponderado (Pesos/kWh) (f)
Totales:	188	38.1¹	208,004,005,303.9	100.0	1.42¹
CFE Generación I	33	35.9	32,974,548,599.9	15.8	1.96
CFE Generación II	22	62.8	20,780,092,002.1	10.0	1.12
CFE Generación III	39	36.3	25,755,086,252.0	12.4	1.99
CFE Generación IV	25	40.7	13,052,605,318.6	6.3	2.22
CFE Generación VI	36	47.8	23,181,567,892.0	11.1	1.45
Subtotal CFE	155	43.4	115,743,900,064.6	55.6	1.74
Productores Externos de Energía (PEE)					
CFE Generación V	33	13.7	92,260,105,239.3	44.4	1.02

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

1 Se refiere a la antigüedad promedio y al Costo Promedio Ponderado de las 188 centrales que estuvieron en operación y que generaron electricidad, incluidas las 33 centrales externas legadas a cargo de la CFE Generación V.

En 2021, el costo promedio ponderado de generación de las 155 centrales operadas por la CFE fue de 1.74 pesos/Kilowatt-hora (kWh); en tanto, las centrales de los Productores Externos de Energía (PEE), cuyos contratos son administrados por CFE Generación V, tuvieron un costo promedio ponderado de generación de 1.02 pesos/kWh.

En 2021, las centrales de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI tuvieron, en promedio 43.4 años de antigüedad. Cabe señalar que las centrales de CFE Generación II presentaron una antigüedad promedio de 62.8 años, por lo que son las más antiguas del parque de generación; sin embargo, 18 (82.0%) de sus 22 centrales son hidroeléctricas, ya que no usan combustible y su vida útil en promedio es de 80 años, lo que explica que a pesar de su antigüedad

39 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022, la empresa proporcionó la información requerida.

Asimismo, mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/067/2022, del 2 de marzo de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, el CENACE proporcionó la información solicitada.

presentaron un costo de generación bajo, respecto de las demás; por su parte, las 33 centrales de los PEE administradas por CFE Generación V registraron un promedio de 13.7 años, y generaron el 44.4% (92,260,105,239.3 kWh), del total de energía generada por la CFE que fue de 208,004,005,303.9 kWh. Es importante mencionar que las centrales con la mayor antigüedad se relacionan con una menor eficiencia térmica,⁴⁰ con efectos en los costos de generación de energía y en la asignación de recursos para mantenimientos.

Los costos promedio ponderados de las EPS de Generación, en el periodo 2018-2021, se muestran a continuación:

COSTO PROMEDIO PONDERADO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS
DE LAS EPS DE GENERACIÓN I, II, III, IV, V Y VI, 2018-2021
(Pesos/kWh)

Empresas Productivas Subsidiarias	Años				Variación 2018-2019 (%) (e)=((b/a)-1)*100	Variación 2020-2021 (%) (f)=((d/c)-1)*100
	2018 (a)	2019 (b)	2020 (c)	2021 (d)		
CFE Generación I	2.30	1.80	1.21	1.96	(21.7)	62.0
CFE Generación II	1.28	2.05	1.37	1.12	60.2	(18.2)
CFE Generación III	1.70	1.81	1.49	1.99	6.5	33.6
CFE Generación IV	1.30	1.23	1.63	2.22	(5.4)	36.2
CFE Generación VI	1.47	2.04	1.40	1.45	38.8	3.6
Costo promedio ponderado de las 5 EPS	2.10	1.80	1.40	1.74	(14.3)	24.3
Productores Externos de Energía (PEE)						
CFE Generación V	1.00	0.82	0.76	1.02	(18.0)	34.2
Total (Promedio)	1.51	1.63	1.31	1.63	7.9	24.4

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

NOTA: Los datos para los años 2018, 2019 y 2020 corresponden a lo reportado en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

De 2018 a 2019, el costo promedio ponderado de las 5 EPS de Generación se redujo de manera general 14.3%, principalmente por la disminución de los costos en las EPS de Generación I y IV en 21.7% y 5.4%, respectivamente; en contraste con CFE Generación II, III y VI que aumentaron sus costos en 60.2%, 6.5% y 38.8%. Sin embargo, de 2020 a 2021, el costo promedio de las EPS de Generación se incrementó 24.3%, debido a que los costos promedio de las EPS de Generación I, III, IV y VI crecieron 62.0%, 33.6%, 36.2% y 3.6%, respectivamente.

40 La Eficiencia Térmica se refiere al valor que resulta de dividir la generación bruta de electricidad durante un periodo, entre el consumo total de combustibles que intervienen en dicho proceso de generación durante el mismo periodo de tiempo. Esto significa que, del total de la energía térmica consumida para la generación de electricidad, se debe saber cuánta se puede transformar en energía eléctrica. Nota informativa proporcionada por la Subdirección de Negocios no Regulados, en el Informe de Auditoría número 431-DE “Desempeño de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2019.

En el reporte anual de la CFE 2021, la empresa señaló que la variación se debió al “frente frío número 35 proveniente del Ártico, ocasionando bajas temperaturas en el norte y noreste del país, así como el congelamiento de ductos y el cierre de plantas de producción de gas natural en el estado de Texas, EE. UU”.⁴¹ Esta situación generó que el precio del gas natural, como el observado en las cuencas de Waha y Houston Ship Channel (HSC), sufrieran un incremento inicial de 4.5 USD/Gigajoules (GJ) a 11 USD/GJ del 11 al 12 de febrero de 2021, con un incremento dos días posteriores a 150 USD/GJ”.⁴²

En cuanto a las centrales de los PEE, que administra CFE Generación V, el costo promedio de generación disminuyó 18.0% entre 2018 y 2019; no obstante, de 2020 a 2021 aumentó 34.2%, al pasar de 0.76 pesos/kWh a 1.02 pesos/kWh; al respecto, la Subgerencia de Estudios, adscrita a la Dirección General de CFE Generación V, señaló que “las centrales de los PEE no son propiedad de la CFE, por lo tanto, las variaciones que se presenten en los costos unitarios son originados por la energía generada por los PEE a solicitud del CENACE”. Cabe señalar que 27 (81.8%) de las 33 centrales de los PEE son de ciclo combinado y utilizan principalmente gas natural para la generación.

Las EPS de Generación señalaron que, a fin de optimizar su parque de generación y que éste les permita contar con costos más eficientes, en 2021, realizaron las acciones siguientes:

CFE Generación I: señaló que, por medio del Departamento de Optimización de Energía (DOGE), gestionó precios preferenciales en el combustóleo para las centrales termoeléctricas Francisco Pérez Ríos y Salamanca; llevó a cabo la realización de las puestas a punto (vapores convencionales) y sintonización de la combustión (turbinas de gas) para aumentar el aprovechamiento del poder calorífico del energético; supervisó los centros de trabajo para la reducción de fallas y decrementos que comprometan la entrega de energía al CENACE, y realizó mantenimientos en sus centrales generadoras, a fin de aumentar su vida útil, confiabilidad y disponibilidad⁴³ al SEN.

41 El 15 de febrero de 2021, el Centro Nacional de Control de Gas Natural (CENAGAS) emitió el “Aviso de Estado de Alerta en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS)”, mediante el cual se hizo del conocimiento de los usuarios del sistema que “como consecuencia de las condiciones climatológicas adversas que están ocurriendo en el sur de los Estados Unidos como resultado de una masa de aire ártico que genera un frío extremo, las inyecciones se encuentran por debajo de lo programado y por lo tanto esto restringe la cantidad de gas a transportar (...). Por tal razón, el CENAGAS en su carácter de Gestor Independiente del SISTRANGAS, y en con base en lo establecido en las disposiciones jurídicas y regulatorias aplicables declaró Estado de Alerta. Lo anterior, en aras de asegurar, la seguridad e integridad operativa, así como el balance y la continuidad en la prestación del servicio en el sistema y a fin de afectar en la menor medida a los usuarios”. La presente declaratoria surgió efectos a partir del día 15 de febrero de 2021, y se mantuvo vigente hasta el 20 de febrero de 2021, fecha en la que el CENAGAS publicó el “Aviso de Conclusión de Alerta Crítica en el SISTRANGAS”.

42 Reporte Anual de la Comisión Federal de Electricidad 2021. Disponible en: <https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Reportes%20Anuales%20Documentos/Reporte%20anual%202021.pdf>. Consulta: 20 de octubre de 2022.

43 La Disponibilidad Propia, es la cantidad de energía en porcentaje que una unidad generadora, se encontró disponible para operar sin considerar causas externas (falta de agua, radiación solar, viento o combustible), en el periodo. Ficha técnica del indicador Disponibilidad Propia. Subdirección de Negocios no Regulados. Enero de 2021.

CFE Generación II: precisó que, durante 2021, realizó mantenimientos a las centrales generadoras, a fin de mejorar su régimen térmico,⁴⁴ disponibilidad y recuperación de capacidad; llevó a cabo la interconexión de gas natural continental de Waha a la central termoeléctrica Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo), lo que permitió una redundancia operativa y acceso a mejores costos variables para los módulos I y II de ciclo combinado y las Unidades 9, 10, 11 y 12 de vapor convencional, y dispuso de precios preferenciales de combustóleo de las unidades 1 a 6 de la central termoeléctrica Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco).

CFE Generación III: para contribuir a la disminución de costos en las centrales de la empresa se realizaron mantenimientos para incrementar la disponibilidad, confiabilidad y eficiencia de las unidades generadoras, así como la ejecución del programa en materia de austeridad con el objetivo de racionalizar el gasto e incrementar la productividad sin afectar el cumplimiento de los objetivos de la EPS.

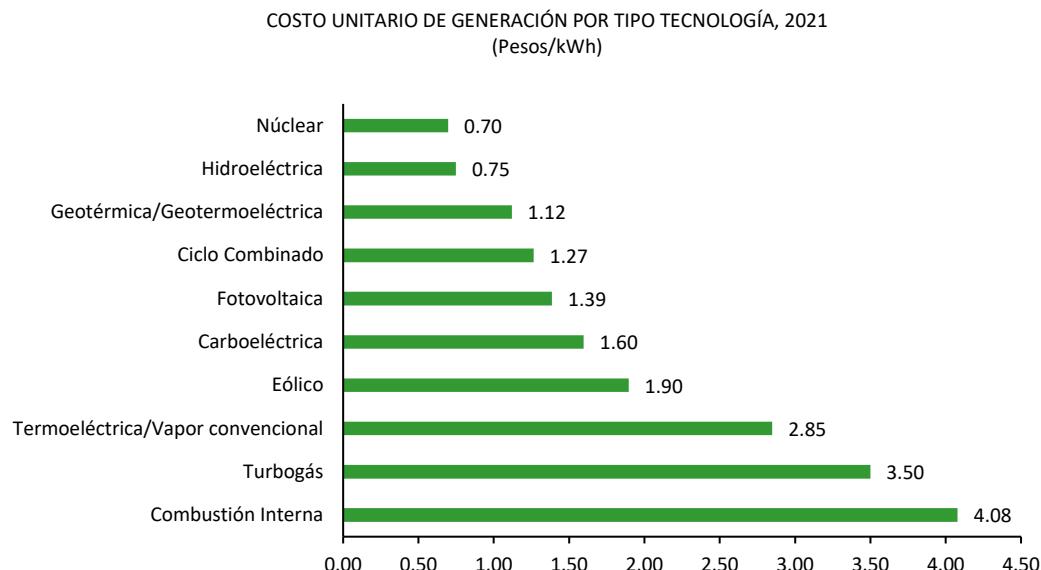
CFE Generación IV: señaló que, realizó mantenimientos a las centrales generadoras, a fin de mejorar la disponibilidad y confiabilidad operativa de las unidades y mejorar el régimen térmico por medio de la optimización de la combustión.

CFE Generación VI: la EPS llevó a cabo la implementación de mantenimientos en las centrales generadoras centrados en confiabilidad; acceso a fuentes de capital que le permitan reducir el costo de financiamiento, lograr una gestión y manejo de riesgos adecuado y aumentar el nivel de inversión en proyectos de infraestructura, así como la optimización de activos.

44 El Régimen Térmico Neto, es la cantidad promedio de energía calorífica consumida para generar un KWh-neto, considerando el valor real del poder calorífico superior del combustible. Ficha técnica del indicador Régimen Térmico Neto. Subdirección de Negocios no Regulados. Enero de 2021.

b) Costo unitario de generación

Con la información proporcionada por la CFE, el grupo auditor identificó el costo unitario de generación por tipo de tecnología y su relación con la energía generada, como se presenta a continuación:



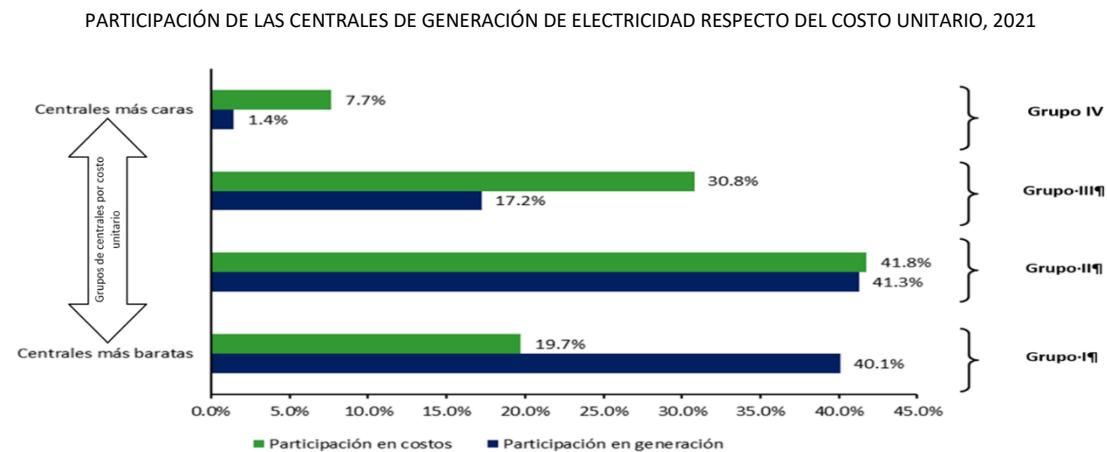
FUENTE: Gráfica elaborada por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

En 2021, 189 centrales y 3 unidades que adicionaron capacidad generaron energía eléctrica⁴⁵ (155 centrales de las EPS CFE Generación I, II, III, IV y VI; 33 centrales de los Productores Externos de Energía administradas por CFE Generación V, y una central nucleoeléctrica a cargo de CFE Corporativo, por medio de la Dirección Corporativa de Operaciones), y se observó que las centrales con el mayor costo de generación son las de combustión interna, ya que el costo por un kilowatt hora (kWh) es de 4.08 pesos, en contraste el costo de la energía nuclear fue de 0.70 pesos por kWh.

45 Mediante correo electrónico del 23 de junio de 2022, el Jefe de la Unidad de Administración y Finanzas de la Subdirección de Negocios no Regulados proporcionó una nota explicativa en la que señaló que en la EPS CFE Generación III “el portafolio operativo de centrales de generación al cierre de 2021 constó de 40 centrales generadoras; no obstante, en el Sistema Institucional de Información SAP, financieramente, se tienen divisiones separadas para identificar nuevos proyectos de adición de capacidad de algunas centrales, ya que éstos derivan de fuentes de financiamiento distintas, y por lo tanto, la administración de la empresa requiere realizar evaluaciones financieras y reportes como unidades de negocios independientes, por lo cual las centrales C.TG. Baja California Sur y la C.TG. Lechería BCS (se ubican en la C.C.I. Baja California Sur) y la C.TG. Punta Prieta (se ubica en la C.TG. La Paz), estas tres unidades se instalaron en centrales existentes de CFE Generación III, y la información correspondiente se presenta de manera separada para poder realizar análisis tanto de la central de referencia, así como la unidad que adiciona capacidad”.

En 2021, las 5 tecnologías de mayor costo fueron: combustión interna (4.08 pesos/kWh); turbogas (3.50 pesos por kWh); termoeléctricas (2.85 pesos por kWh); eólicas (1.90 pesos por kWh), y carboeléctricas (1.60 pesos por kWh).

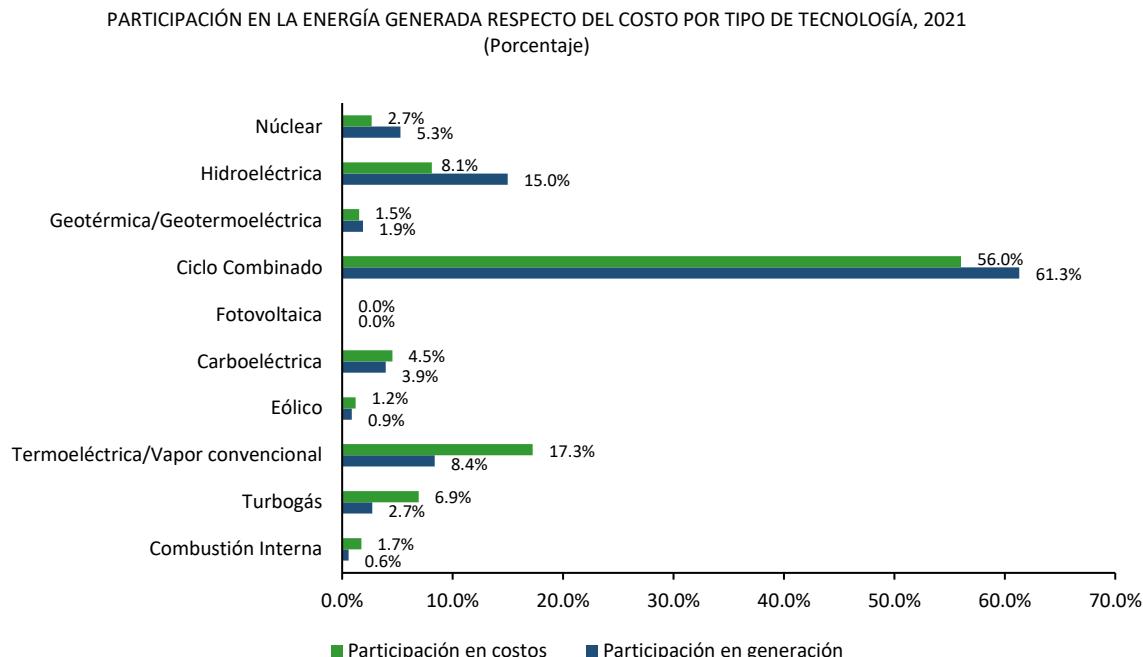
En cuanto a la participación de la energía generada respecto del costo unitario, el universo de las 189 centrales de generación y las 3 unidades que adicionaron capacidad se dividió en cuatro grupos de 48 centrales en orden ascendente del costo unitario, mediante el cual se evaluó la relación entre éste y la generación de energía eléctrica, como se muestra a continuación:



FUENTE: Gráfica elaborada por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

Las 48 centrales con los costos más bajos (grupo I) generaron 40.1% del total de la energía y representaron 19.7% de los costos; el grupo II, de 48 centrales, aportó 41.3% de la energía y significó 41.8% de los costos; en el grupo III, se encontraron las siguientes 48 que aportaron 17.2% de la energía y significó 30.8% de los costos, y en el último grupo (grupo IV), se localizaron las 48 centrales que aportaron menos energía (1.4%) y presentaron los costos más altos con 7.7%.

La misma relación de la energía generada respecto del costo unitario, por tipo de tecnología, se presenta en la gráfica siguiente:



FUENTE: Gráfica elaborada por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio número DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022.

En 2021, las centrales de menor costo fueron las de tecnología nuclear, hidroeléctrica, geotérmica y ciclo combinado, ya que generaron 83.5% de la energía producida y representaron 68.3% del costo de generación total de la energía de la CFE. En comparación, las centrales carboeléctricas, eólicas, termoeléctricas, de turbogas y combustión interna significaron 16.5% de toda la energía generada y el 31.6% de los costos totales. En el caso de la tecnología fotovoltaica no fue representativa en los costos y la energía generada; no obstante, dada su relación de energía producida y costo de generación, durante 2021, fue más eficiente que la tecnología carboeléctrica pero menos eficiente que la de ciclo combinado.

Recuperación de los costos de generación de las EPS mediante el Contrato Legado⁴⁶

Con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2020, la ASF verificó que de las 80 centrales eléctricas de las EPS que contaron con contrato legado, en 30 (37.5%) de los casos, el suministrador cubrió el costo de generación; en tanto que, para las 50 (62.5%) centrales restantes, la energía se vendió a precios inferiores a los costos de generación. Ante esta problemática, el 9 de noviembre de 2020, las EPS de Generación I, II, III, IV y VI suscribieron los Convenios Modificatorios al Contrato Legado para el Suministro Básico para centrales eléctricas legadas, con el objetivo de ampliar la capacidad dentro del contrato y el reconocimiento de los cargos fijos de las centrales eléctricas de las EPS de Generación, los cuales fueron autorizados por la Unidad de Electricidad de la CRE y aprobados por su Órgano de Gobierno, el 13 de noviembre de 2020, en los términos establecidos en las resoluciones siguientes: RES/1215/2020; RES/1216/2020; RES/1217/2020; RES/1218/2020, y RES/1219/2020, las cuales entraron en vigor en enero de 2021.⁴⁷

Al respecto, la Jefa de la Unidad de Gestión de Energía y Productos Asociados y el Encargado del área de Evaluación de la CFE señalaron que, a partir del 1 de enero de 2021, las transacciones de energía y de productos asociados se realizaron conforme a las condiciones establecidas en dichos convenios modificatorios; sin embargo, mediante el oficio núm. OAG/RAJV/0128/2021, la oficina del Abogado General de la CFE hizo del conocimiento de los directores generales de las EPS de Generación y de Suministro Básico, que el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones, concedió, en el juicio de amparo núm. 240/2021, la suspensión provisional el 30 de abril de 2021 de las resoluciones que aprueban los Convenios Modificatorios del Contrato Legado para el suministro básico y demás acuerdos y resoluciones relacionadas, que derivó en la suspensión definitiva el 11 de mayo de 2021 para los efectos siguientes:

- Durante la vigencia de esta medida cautelar, se suspenden todos los efectos y consecuencias de: a) la modificación realizada al Anexo D de la Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro Básico, de los Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación; b) Acuerdo A/037/2020, y c) las diversas resoluciones y actos que hayan sido emitidos con base en dichas actuaciones.
- Se restablece provisionalmente la vigencia de los Términos, plazos, criterios y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su

46 Es un mecanismo establecido por la SENER, como resultado de la Reforma Energética de 2013, para proteger a la CFE SSB de la volatilidad de los precios del mercado; sin embargo, repercute en los ingresos de las generadoras, al no recuperar el costo real de la electricidad por cobrar el precio fijo acordado en el contrato. Además, tienen como finalidad minimizar los costos de suministro básico, en beneficio de la CFE SSB, buscando la reducción de las tarifas eléctricas finales del suministro, lo cual evita la exposición financiera derivada de las fluctuaciones en los precios de la energía dentro del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Nota explicativa. Contratos Legados para el Suministro Básico. Secretaría de Energía.

47 Auditoría de Desempeño núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, Cuenta Pública 2020.

evaluación que estaban vigentes hasta antes de la entrada en vigor de los actos precisados en el inciso que antecede.

A partir de mayo de 2021, las EPS de Generación regresaron a operar los contratos legados bajo las condiciones operativas originales formalizadas en agosto de 2017,⁴⁸ por lo cual 74 centrales de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI contaron con contrato legado vigente, en 25 (33.8%) de los casos, el suministrador cubrió el costo de generación reportado por las EPS, lo que significa que el precio de la energía entregada se determinó por el costo de la generación, lo cual limitó las fluctuaciones del mercado; sin embargo, en el caso de las 49 (66.2%) centrales restantes, la energía se vendió a precios inferiores a los costos de generación, por lo que éstos no se cubrieron y representaron una pérdida económica para las 5 EPS de Generación de la CFE por un monto de 26,786,575.2 miles de pesos, situación que implica un riesgo para las EPS de Generación, ya que el pago por la energía vendida al suministrador, mediante el contrato legado, estuvo por debajo de los costos de generación, y no permitió que las empresas obtuvieran resultados positivos en su operación.

7. Modernización⁴⁹ y repotenciación⁵⁰ de centrales de generación⁵¹

En 2021, la CFE, por medio de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI contó con 155 centrales que estuvieron en operación comercial y que generaron energía, de éstas 60 (38.7%) son centrales hidroeléctricas con una capacidad instalada de 12,106.2 Megawatts (MW), el 27.0%, del total de la capacidad disponible de la CFE que fue de 44,885.8 MW que generaron 32,916,400,598.7 kilowatts hora (kWh) de electricidad, el 28.4% del total de la energía que fue de 115,743,900,064.6 kWh.

La Subdirección de Negocios No Regulados (SNNR), adscrita a la Dirección Corporativa de Operaciones (DCO) de la CFE, señaló que se han ejercido acciones encaminadas al fortalecimiento del proceso de generación hidroeléctrico, entre las que se encuentran el equipamiento, la modernización y repotenciación de centrales hidroeléctricas, lo cual permitirá encaminarse al cumplimiento de los objetivos de adicionar capacidad de generación.

48 Esta situación provocó que, en el año 2021, las EPS de Generación tuvieran 2 portafolios de centrales, uno con relación al Convenio Modificadorio (1 al 11 de mayo de 2021), que amparaba la generación de energía de 112 centrales (72.3% del parque de generación), y otro asociado al contrato legado original (12 de mayo al 31 de diciembre de 2021), en el que 74 centrales contaron con dicho instrumento.

49 La modernización es una rehabilitación donde además de contar con las características de ésta última, se incrementa en algunos puntos porcentuales la eficiencia, y con ello un mejor desempeño.

50 La repotenciación consiste, principalmente, en una modernización, salvo que ésta considera un rediseño de los equipos principales, que permiten un incremento de la capacidad instalada.

51 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022 y el Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los Trabajos de la Auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/306/2022, del 29 de marzo y 13 de mayo de 2022, respectivamente, la empresa proporcionó la información requerida.

Asimismo, la Coordinación de Generación Hidroeléctrica precisó que la rehabilitación de una central hidroeléctrica consiste en realizar inversiones para retornarla a sus condiciones iniciales de funcionamiento, la cual se implementa cuando por el deterioro de los equipos, los costos de operación y mantenimiento, o los tiempos sin operación se incrementan, por lo que se reduce la capacidad disponible o la energía generada.

El 30 de noviembre de 2020, mediante el acuerdo CEI-284/2020, el Comité de Estrategias e Inversiones (CEI) de la CFE autorizó el Plan de Negocios 2021-2025, en el cual se estableció el objetivo 3 “Contribuir al desarrollo sustentable y a reducir la emisión de Gases de Efecto Invernadero”, con la Estrategia 2 “Modernizar y diversificar el proceso de generación a través de tecnologías sustentables, privilegiando la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”.

En la 44^a Sesión Ordinaria, del 13 de julio de 2021, el Consejo de Administración de la CFE, adoptó el Acuerdo CA-049/2021, con el que aprobó el Plan Integral de Modernización de Centrales Hidroeléctricas, en el cual se autorizaron 12 proyectos de modernización y repotenciación, los cuales incrementarán la capacidad en 272.4 MW, adicionales a los 3,394.7 MW de los que disponen actualmente, lo que implicará una capacidad total de 3,667.1 MW que, de acuerdo con el Plan Integral, permitirá un incremento de 1,860.0 gigawatts hora (GWh) de generación anual hidroeléctrica.

La ejecución de los proyectos se realizará en el periodo 2021-2027, los trabajos incluyen el diseño, fabricación, montaje y puesta en servicio de unidades generadoras, la sustitución de generadores, turbinas, transformadores, sistemas auxiliares y contra incendio, esquemas de protecciones y control del automatismo, que permitan un aumento de megawatts adicionales, por unidad modernizada y repotenciada. Además, incluye la modernización, sin incremento de capacidad, de 3 centrales, “Infiernillo”, “La Villita” y “Peñitas”, las dos primeras adscritas a CFE Generación I y la última a CFE Generación VI, en las cuales se realizarán trabajos de diseño, fabricación, montaje y puesta en servicio de las unidades generadoras, que consisten en la sustitución de turbinas, generadores y transformadores para mejorar la confiabilidad operativa y garantizar la capacidad instalada actual de las centrales que, al 2021, fue de 1,940.0 MW, los trabajos se realizarán de 2022 al 2024.

Asimismo, se prevén trabajos de equipamiento de 3 nuevas presas “Amata”, “Picachos” y “Santa María” que se incorporarán al portafolio de centrales de la CFE Generación III, y contarán con una capacidad instalada en conjunto de 46.4 MW, los cuales consisten en la construcción de la central en su totalidad, que incluye obra civil y electromecánica, estos proyectos se encuentran en proceso de contratación y, al cierre del 2021, no se habían adjudicado. Se estima que los trabajos se realicen de 2022 al 2024 en 2 presas y una no cuenta con fechas de inicio y término.

8. Proyectos de ampliación y modernización de la infraestructura de transmisión⁵²

a) Proyectos de ampliación de la Red Nacional de Transmisión

En el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035, publicados el 25 y 30 de junio de 2021, respectivamente, la SENER instruyó a CFE Transmisión ejecutar 19 proyectos para la ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT), de los cuales 13 tienen prevista una inversión por 20,208.0 millones de pesos (MDP) y con fechas necesarias para su conclusión entre abril de 2020 y abril de 2027. El proyecto denominado “Solución a la problemática de Congestión de los enlaces de transmisión internos en la Gerencia de Control Regional (GCR) Noroeste y de los enlaces de transmisión con las GCR Occidental y Norte”, fue aprobado por el Consejo de Administración (CA) de CFE Transmisión, el 26 de mayo de 2021, y por el CA de la CFE, el 13 de julio de 2021, e iniciará construcción en 2022; mientras que los 12 restantes se encuentran pendientes de aprobación por ambos consejos.

Al respecto, CFE Transmisión señaló que los proyectos instruidos por la SENER son previamente priorizados en cada ciclo, tanto por el CENACE como por la Dirección Corporativa de Planeación Estratégica (DCPE) de la CFE, para determinar su repercusión en el SEN, por lo que el proyecto aprobado fue jerarquizado con alto nivel de prioridad para ser presentado para su aprobación, aún sobre proyectos que fueron instruidos en años anteriores. Además, precisó que debido a que los recursos para llevar a cabo los proyectos instruidos son finitos, una vez determinado el techo presupuestal de cada ejercicio fiscal, se determinan los proyectos con mayor prioridad que serán impulsados, por lo que los proyectos instruidos, en 2021, pueden iniciar en cualquier otro ejercicio fiscal si las condiciones operativas del SEN así lo permiten o requieren.

En el periodo 2015-2021, la SENER instruyó a CFE Transmisión realizar 175 proyectos de ampliación (132 proyectos para la RNT y 43 compartidos para RNT y las RGD), de los cuales, 6 (3.4%) se concluyeron (3 en 2017 y 3 en 2018) con una inversión de 153.0 MDP. De los 169 proyectos restantes, 12 (6.9%) se encuentran en ejecución; 25 (14.3%) están aprobados; 60 (34.3%) iniciarán su construcción en 2022, y 72 (41.1%) se encuentran pendientes de aprobación. Cabe señalar que, de los 175 proyectos instruidos, 115 (65.7%) son financiados con recursos presupuestales, 21 (12.0%) con PIDIREGAS, y 39 (22.3%) están en análisis para su financiamiento.

La SENER, en 2018, instruyó el mayor número de proyectos, con 69, lo que representó el 39.4% del total del periodo, de los cuales 3 se concluyeron, 8 están en ejecución, 10 están

52 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022 del 25 de febrero y 18 de julio de 2022, así como el Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los trabajos de Auditoría número 001/CP2021 del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/492/2022 del 10 y 29 de marzo, y 23 de agosto de 2022, respectivamente, la empresa remitió la información solicitada.

aprobados, 32 iniciarán su construcción en 2022, y 16 no han sido aprobados. Cabe señalar que, en 2015, cuando se inició con la instrucción por parte de SENER, se ordenaron 3 proyectos, 2 iniciarán en 2022, y 1 fue aprobado. Al respecto, la empresa señaló que “los primeros recursos que fueron autorizados para iniciar estos proyectos fueron en el segundo semestre de 2019, y fueron previamente priorizados tanto por el CENACE como por la DCPE como los proyectos más urgentes por iniciar dadas las condiciones operativas del SEN en su momento”.

b) Proyectos de modernización de la RNT

De los 14 proyectos que la SENER instruyó a CFE Transmisión en 2021, ninguno fue aprobado por los consejos de administración de la CFE y de CFE Transmisión, con fecha necesaria de entrada en operación a más tardar en abril de 2024, y sin monto previsto para cada uno de los proyectos. Al respecto, CFE Transmisión precisó que “todos los proyectos son importantes, pero debido a que los recursos para llevar a cabo los proyectos son finitos una vez determinado el techo presupuestal de cada ejercicio fiscal, la DCPE y el CENACE determinan los proyectos a iniciar”; además, “la mayoría de los proyectos de modernización suelen ser proyectos que tienen un impacto local y los de ampliación suelen tener un mayor impacto”, por lo que se priorizan los proyectos de ampliación.

Durante el periodo 2017-2021, la SENER ordenó un total de 40 proyectos de modernización, de los cuales, 3 (7.5%) se encontraban en ejecución; 1 (2.5%) fue aprobado; 1 (2.5%) iniciará su construcción en 2022, y 35 (87.5%) estaban pendientes de aprobación, por lo que ninguno se había concluido. Respecto de los 35 proyectos pendientes de aprobación, CFE Transmisión señaló que “no cuentan con la Ficha Información del Proyecto que proporciona el CENACE, como insumo para elaborar el Caso de Negocio o Análisis de Costo-Beneficio. También se tiene pendiente la inclusión de éstos a los mecanismos de planeación para proponerlos para aprobación de su ejecución por parte del CA de la empresa y de CFE”. Además, de los 40 proyectos de modernización, 14 (35.0%) son financiados con recursos presupuestales y 26 (65.0%) siguen en análisis para su financiamiento.

c) Evolución en la infraestructura de transmisión

En el PRODESEN 2021-2035, se especifica que la expansión de la red de transmisión se lleva a cabo, considerando la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la ubicación de las centrales eléctricas, para garantizar los flujos de energía requeridos por el MEM, considerando su rentabilidad económica, a fin de garantizar la confiabilidad del SEN.

En el periodo 2017-2021, CFE Transmisión amplió la infraestructura que integra la RNT, las subestaciones aumentaron en 7.2% (152 subestaciones), al pasar de 2,123 a 2,275; la capacidad de transformación creció 5.2% (8,161.0 megavolt ampere [MVA]) al pasar de 157,643.0 a 165,804.0 MVA; las líneas de transmisión aumentaron 3.1% (3,305.0 km) al pasar de 107,042.0 a 110,347.0 km, y el valor de los activos de la RNT se incrementó 45.4% (145,187,789.0 mdp), sin que ello significara que realizó una inversión, ya que corresponde al

saldo neto de instalaciones y equipo, que incluye adiciones, bajas, revaluación y depreciación, conforme a los Estados Consolidados de Situación Financiera y sus notas.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio DG/CCI/003/2023 del 5 de enero de 2023, la CFE Transmisión señaló que, hasta el término de la administración federal anterior, se habían instruido 105 proyectos PRODESEN, sin que se contara con autorización presupuestal o PIDIREGAS para iniciar su construcción. En la actual administración se han instruido 110 proyectos adicionales, con un total de 215 proyectos instruidos, al cierre de 2021, para la RNT, de los cuales: 126 son de ampliación, 40 de modernización, 43 compartidos con CFE Distribución y 6 corresponden a obras de refuerzo asociadas a centrales eléctricas prioritarias.

También señaló que, en 2022, se otorgaron recursos tanto presupuestales como PIDIREGAS para iniciar las actividades previas, la ingeniería básica, la ingeniería de detalle, los permisos ambientales y el proceso de contratación para 63 proyectos, de los cuales 15 se encontraban en ejecución, sin que señalaran si los recursos y las estrategias son suficientes para que se desarrollen, ejecuten y concluyan los proyectos para la ampliación y modernización de la RNT en el tiempo señalado, con objeto de asegurar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y, con ello, atender los compromisos establecidos en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista, por lo que la observación persiste.

La siguiente recomendación se complementa con la señalada en el resultado núm. 1 “Generación de valor económico y rentabilidad” referente a los proyectos estratégicos de inversión dirigidos a la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión.

2021-6-90UJB-07-0047-07-004 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con CFE Transmisión, implementen las estrategias necesarias para que, en el corto y mediano plazo, se desarrollen, ejecuten y concluyan los proyectos instruidos para la ampliación y modernización de la RNT con objeto de asegurar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y, con ello, atender los compromisos establecidos en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista siguientes: a) operar con eficiencia energética, b) minimizar las restricciones de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica, c) incentivar la integración de generación, d) satisfacer el crecimiento de demanda, e) reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y, en consecuencia, f) reducir los costos del suministro de energía eléctrica, en cumplimiento con lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 14, primer y segundo párrafos, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 5, fracción IV, del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la CFE, denominada CFE Transmisión, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlistan a continuación:

Resultado 1 - Acción 2021-6-90UJB-07-0047-07-001

9. Continuidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica⁵³

a) Índice de disponibilidad de los elementos de la Red Nacional de Transmisión (IDT)

En 2021, el IDT de la RNT, en el país, fue de 99.5%, y se ubicó 0.5 puntos porcentuales por encima del límite anual nacional de 99.0%. Asimismo, las 10 gerencias regionales de transmisión reportaron resultados por encima de los límites de 99.0% y 98.5%, respectivamente, conforme a los niveles de tensión bajo los cuales operan las líneas de transmisión, lo que significó que la RNT contó con una mayor disponibilidad de su capacidad para el traslado de energía.

En cada uno de los años del periodo 2017-2021, el IDT superó el nivel nacional del límite establecido de 99.0%, lo cual representó una constante en la capacidad de la RNT que se encontró disponible para el traslado de energía eléctrica.

b) Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI⁵⁴ por sus siglas en inglés)

En 2021, el índice de interrupciones promedio por usuario reportó un resultado anual nacional de 0.10 interrupciones, cifra inferior en 44.4%, respecto de la meta de 0.18 y en 50.0% respecto del límite anual nacional de 0.20 interrupciones. Asimismo, las gerencias regionales Noroeste, Oriente, Noreste, Peninsular, Norte, Occidente, Central, Baja California y Valle de México, reportaron resultados por debajo del límite anual nacional y de las metas; en tanto que, la gerencia Sureste rebasó el límite anual nacional y la meta en 57.1% y 230.0%, respectivamente, debido a la presencia de accidentes en las subestaciones, fallas en las cuchillas y los interruptores, así como por daños en las instalaciones.

53 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022, del 25 de febrero y 18 de julio de 2022; así como del anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los Trabajos de la Auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022, DG/CCI/334/2022 y DG/CCI/492/2022 del 29 de marzo, 27 de mayo y 23 de agosto de 2022, respectivamente, la empresa proporcionó la información requerida.

54 System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).

En el periodo 2017-2021, el SAIFI mostró una tendencia favorable, ya que disminuyó 56.5%, al pasar de 0.23 a 0.10 interrupciones promedio por usuario, y logró mantener los resultados por debajo del límite establecido de 0.20 a nivel nacional, debido a la disminución en la ocurrencia de interrupciones, principalmente en las gerencias regionales Noroeste, Oriente, Noreste, Peninsular, Norte, Occidente, Central, Baja California y Valle de México.

- c) Índice de la duración promedio de interrupciones en la RNT (SAIDI⁵⁵ por sus siglas en inglés)

En 2021, el SAIDI en la RNT a nivel nacional fue de 6.12 minutos promedio sin servicio por usuario, resultado superior en 114.7%, respecto de la meta de 2.85 minutos promedio y en 104.0%, del límite anual nacional de 3.0 minutos. Por gerencia regional de transmisión, se observó que la Sureste, Peninsular, Noroeste y Oriente reportaron los índices más altos de duración de las interrupciones en la transmisión de la energía eléctrica, ya que sus resultados fueron de 43.16, 13.30, 10.96 y 4.59 minutos promedio sin servicio por usuario, respectivamente, por lo que estuvieron fuera del límite anual nacional establecido e incumplieron las metas; mientras que los resultados de las gerencias Noreste, Norte, Central, Valle de México y Baja California, se mantuvieron dentro de las metas y el límite establecido. Cabe señalar que la gerencia Occidente, aun cuando su resultado fue superior a la meta en 27.8%; su resultado se ubicó dentro del límite señalado por la CRE para la medición del SAIDI.

En el periodo 2017-2021, el índice de duración promedio de las interrupciones en la RNT, aumentó 33.0%, al pasar de 4.60 a 6.12 minutos promedio sin servicio por usuario. Asimismo, se observó que de 2020 a 2021, dicho índice registró un incremento de 176.9% y rebasó el límite establecido en 3.12 minutos promedio, al pasar de 2.21 a 6.12 minutos promedio sin servicio por usuario. Al respecto, CFE Transmisión señaló que dicho aumento se debió a que, durante 2021, se presentaron 177 eventos, en los que, tanto las causas como la duración de las fallas fueron mayores a las ocurridas durante 2020, ya que la mayoría de estos eventos se presentó en los elementos de voltaje menores de 161 kilovoltios (kV) que componen la RNT, situación que no fue atribuible a la EPS, porque es una actividad relacionada con el crecimiento de la red y es exclusiva del CENACE.

- d) Energía no suministrada (ENS)

En 2021, CFE Transmisión dejó de suministrar 3,387.0 Megawatt hora (MWh) a los usuarios finales, superior en 12.9%, a los 3,000.0 MWh que se propuso como meta. Las gerencias regionales Occidente, Oriente, Norte, Valle de México, Central y Baja California reportaron resultados por debajo de lo programado; en tanto que, las gerencias Sureste, Noroeste, Noreste y Peninsular registraron resultados por arriba de la meta en 171.1%, 102.1%, 127.8%, y 79.3%, respectivamente, las cuales, en conjunto, dejaron de abastecer el 75.1% (2,545 MWh) del total de la energía no suministrada en la RNT.

55 System Average Interruption Duration Index (SAIDI).

De 2017 a 2021, la cantidad de energía no suministrada en la RNT disminuyó 13.9%, al pasar de 3,933.0 MWh a 3,387.0 MWh; sin embargo, se observó que a lo largo del periodo este índice mostró un comportamiento inestable, ya que, en 2018 y 2020, se redujo en 62.1% y 51.1%, en relación con el año inmediato anterior; en tanto que, en 2019 y 2021, los resultados registraron incrementos en 110.9% y 120.1%, respecto del año anterior, debido a fallas ocasionadas en la red de subtransmisión de las gerencias regionales Noroeste, Norte, Noreste, Central, Oriente, Sureste y Peninsular. Al respecto, la Unidad de Estrategia y Regulación de la Dirección General de CFE Transmisión, señaló y documentó la realización de los trabajos de coordinación con las gerencias involucradas para el levantamiento de las no conformidades correspondientes en el Sistema de Control para Acciones Correctivas y Preventivas (SICACYP), a fin de evitar que se continuaran desviando los resultados de los indicadores.

e) Usuarios afectados

En 2021, la CFE registró un total de 12,656,805 usuarios afectados en el país por la ocurrencia de 426 interrupciones y/o fallas en la RNT, de las cuales 177 fueron atribuibles al transportista y 249 a casos fortuitos o de fuerza mayor. En ese año, se observó que, si bien existieron fallas en todas las gerencias regionales, la que concentró el mayor número de afectados fue la Sureste, al dejar de suministrar electricidad a 3,924,074 usuarios, cifra que representó el 31.0% del total de los usuarios afectados, por la ocurrencia de 61 eventos, principalmente en las zonas del Istmo, Malpaso, Tapachula, Tuxtla Gutiérrez y Villahermosa, relacionados con causas atribuibles al transportista como son fallas en las subestaciones, las líneas de transmisión, las cuchillas, los interruptores y por daños en las instalaciones; así como por casos fortuitos y de fuerza mayor tales como incendios y fenómenos de la naturaleza.

En el periodo 2017-2021, el número de usuarios afectados por la RNT disminuyó 37.3%, al pasar de 20,178,382 a 12,656,805 usuarios; sin embargo, el número de fallas e interrupciones registradas en esos años se incrementó 33.1%, situación que se relaciona con el tiempo de duración y restablecimiento de las mismas. Asimismo, se observó que las gerencias regionales Central, Sureste, Oriente, Norte y Occidente reportaron incrementos, en el número de usuarios afectados y el de fallas e interrupciones presentadas en la red; sin embargo, existieron casos como los de las gerencias de Noroeste y la Peninsular que aun cuando registraron disminución en el número de usuarios afectados, las fallas e interrupciones aumentaron en el periodo.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, CFE Transmisión señaló que “la CRE únicamente definió un valor máximo a nivel nacional para el parámetro SAIDI, el cual la EPS distribuyó de manera eficiente y eficaz los valores regionales del producto aritmético “minutos*usuarios”, que es el numerador del parámetro, con base en la cantidad de usuarios totales de cada gerencia regional, sus resultados históricos en la cantidad de eventos con afectaciones mayores o iguales a 5 minutos.

"Con lo anterior se plantea que las gerencias más grandes, con una gran cantidad de usuarios están expuestas a que sus eventos afecten una mayor cantidad de usuarios; y el impacto por sus eventos deja de manifiesto si es o no una red mallada, lo cual está relacionado a la cantidad de líneas, capacidad instalada y número de instalaciones por gerencia regional, dando como resultado metas que se adecuan a las condiciones específicas en el ámbito geográfico de cada gerencia, cuya suma aritmética del producto "minutos*usuarios" dividida entre los usuarios totales a nivel nacional produce el valor máximo nacional que establece la CRE".

Asimismo, CFE Transmisión señaló que implementó estrategias para que el índice SAIDI cumpla con las metas institucionales y con ello, evitar la recurrencia de fallas; sin embargo, no proporcionó los resultados del índice SAIDI, respecto de la meta institucional de 2022, a fin de verificar el efecto de las acciones descritas, por lo que la observación se mantiene.

2021-6-90UJB-07-0047-07-005 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con CFE Transmisión, establezca las estrategias necesarias, a fin de que el índice de duración promedio anual de las interrupciones en la RNT (SAIDI) cumpla con las metas institucionales anuales establecidas a nivel nacional y en cada una de las gerencias regionales, y éstas sean acordes con los parámetros fijados por la Comisión Reguladora de Energía, con el propósito de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y de garantizar la operación continua de la Red Nacional de Transmisión en beneficio de los usuarios, conforme a lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 5, fracción III, del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Transmisión, y en el numeral 18, de la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

2021-6-90UJB-07-0047-07-006 **Recomendación**

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con CFE Transmisión, establezca las medidas necesarias, a fin de que se diseñen e implementen estrategias y/o mecanismos que resulten factibles para evitar la recurrencia de fallas, con el objetivo de que la cantidad de energía no suministrada en la RNT no rebase la meta institucional anual establecida y los usuarios afectados por fallas e interrupciones disminuyan y, con ello, se garantice la continuidad del servicio de transmisión de energía eléctrica, conforme a lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 5, fracción III, del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Transmisión, y el Programa Operativo Anual de la Comisión Federal de Electricidad, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

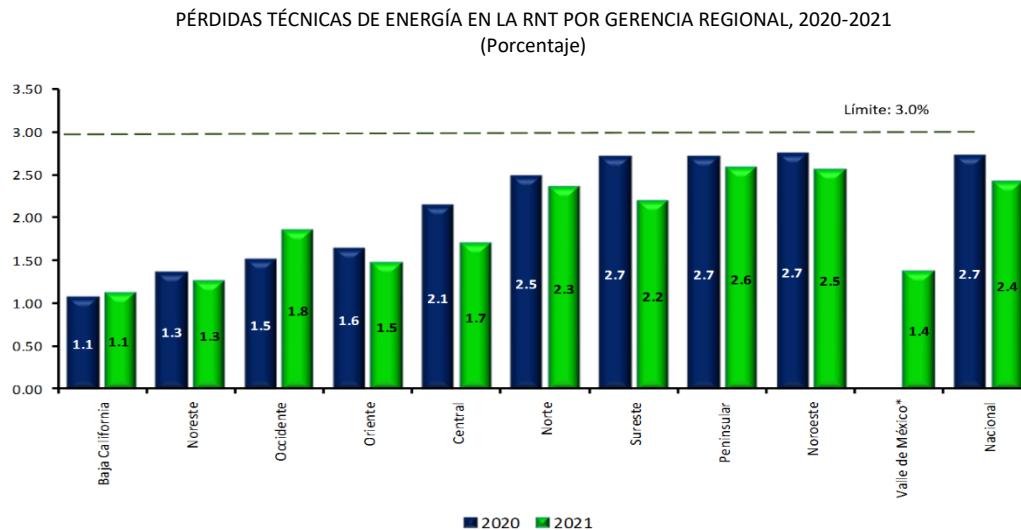
Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

10. Pérdidas de energía en la transmisión de electricidad⁵⁶

En 2021, CFE Transmisión recibió para trasportar 323,195.9 Gigawatts/hora (GWh), de los cuales entregó 315,393.5 GWh a las Redes Generales de Distribución (RGD) y usuarios calificados, lo que significó una pérdida de 7,802.4 GWh (2.4%), resultado inferior en 0.6 puntos porcentuales (p.p) por debajo de la meta límite de 3.0%, establecida en el Programa Operativo Anual (POA). Las pérdidas se originaron por el efecto de resistencia de los conductores al paso de la corriente, ocasionada por el flujo de energía mediante las líneas de transmisión, transformadores de potencia y demás elementos del sistema eléctrico. Asimismo, la EPS indicó que su valor depende en gran medida del diseño de las redes y de sus condiciones operativas, así como de las condiciones meteorológicas, despacho y control operativo de la red y disponibilidad de energéticos.

56 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022 del 25 de febrero de 2022 y del Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los Trabajos de la Auditoría núm. 001/CP2021 del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/334/2022, del 29 de marzo y 27 de mayo del de 2022, respectivamente, la CFE remitió la información solicitada.

Por Gerencia Regional, se observó que las pérdidas técnicas presentaron los resultados siguientes:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE, mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022, y la información remitida para la revisión de la Cuenta Pública 2020, por medio del oficio núm. DG/CCI/391/2021, del 19 de mayo de 2021.

NOTA: En 2020 eran nueve gerencias y para 2021 se incluyó la de Valle de México, considerando el ámbito de responsabilidad de la derogada Subgerencia Regional de Transmisión Valle de México, perteneciente hasta esa fecha a la Gerencia Regional de Transmisión Central.

En 2021, a nivel nacional el porcentaje de pérdidas en el proceso de transmisión fue de 2.4%, resultado inferior a la meta límite establecida en el POA de 3.0%. Asimismo, las 10 gerencias regionales de transmisión se encontraron dentro del límite de 3.0%. Cabe señalar, que las gerencias Peninsular y Noroeste fueron las que registraron un mayor porcentaje de pérdidas con 2.6% y 2.5%, respectivamente, resultado superior en 0.2 y 0.1 p.p. al registrado a nivel nacional de 2.4%. Además, se observó que, la gerencia de Occidente incrementó sus pérdidas en 0.3 puntos porcentuales, respecto de 2020.

En el periodo 2018-2021, las pérdidas de electricidad, en el proceso de transmisión, fueron las siguientes:

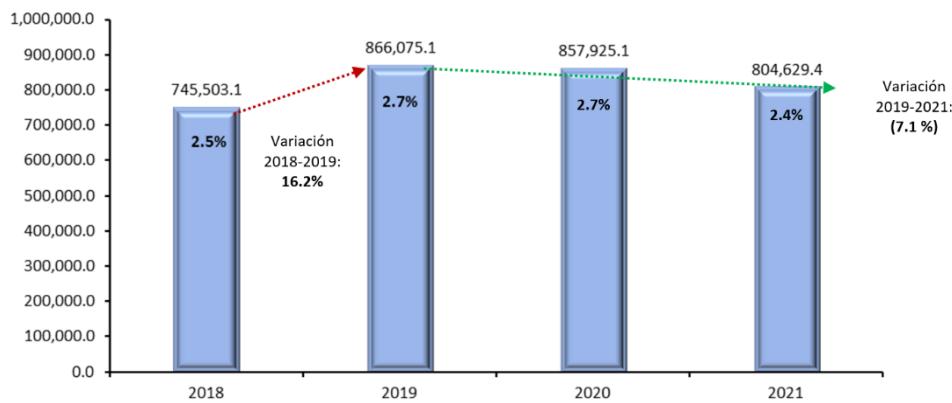
PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA, 2018-2021 (Gigawatts/hora)				
Año	Energía recibida GWh (a)	Energía entregada GWh (b)	Energía perdida GWh (c)	Participación (d)=((c/a)*100)
2018	311,126.5	303,352.7	7,773.8	2.5
2019	317,909.0	309,299.9	8,609.1	2.7
2020	311,892.9	303,446.6	8,446.3	2.7
2021	323,195.9	315,393.5	7,802.4	2.4
Variaciones (%)				
2018-2019	2.2	2.0	10.7	0.2 p.p.
2019-2021	1.7	2.0	(9.4)	(0.3 p.p.)

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE, mediante el oficio núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022, y el Informe de la Auditoría núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, que se realizó con motivo de la Cuenta Pública 2020.

p.p.: Puntos porcentuales.

En 2021, el valor económico de las pérdidas técnicas de energía fue de 804,629.4 miles de pesos (mdp), como se muestra a continuación:

VALOR ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS DE ENERGÍA EN TRANSMISIÓN, 2018-2021
(Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CFE, mediante el oficio núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022, y del Informe de la Auditoría núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, que se realizó con motivo de la Cuenta Pública 2020.

De 2019 a 2021, el valor económico de las pérdidas se redujo 7.1%. Al respecto, CFE Transmisión señaló que cuenta con el Programa de Reducción de Pérdidas de Energía Eléctrica en el Servicio de Transmisión, como parte del Proyecto de Implementación de Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión, precisando lo siguiente:

- En la sesión 24 ordinaria del 26 de abril de 2018, el Consejo de Administración de la CFE, aprobó 24 proyectos de transmisión instruidos por la Secretaría de Energía (SENER), dentro de los cuales se encontraba el de “Implementación de Sistema de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión”.
- En febrero y marzo de 2019, llevó a cabo reuniones multidisciplinarias con la finalidad de definir las características técnicas del equipamiento que incluye el Proyecto.
- Dada la naturaleza de las adquisiciones involucradas en el Proyecto, se solicitó a la Gerencia de Abastecimientos la actualización de la Investigación de Condiciones de Mercado, la cual se encontraba en proceso de ejecución.
- Cuenta con el Programa de Contratos Plurianuales para el Ejercicio Presupuestal 2020 de las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE revisado por la Dirección Corporativa de Finanzas y aprobado por la Dirección General de CFE, en el que se incluyó el proyecto de “Implementación de Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista de CFE Transmisión”.

Asimismo, la Coordinación de Monitoreo y Operación de Activos de la Dirección General de Transmisión, proporcionó el documento denominado “Programa de seguimiento para reducción de pérdidas”, en el que se identificó el seguimiento de los proyectos siguientes: 1) Sistemas de Medición para el MEM; 2) Adquisición de Modernización de Medidores de Energía de CFE Transmisión 2020; 3) Adquisición de Modernización de Medidores de Energía CFE Transmisión 2021-2023”; 4) Medidores de Energía en Servicio de alta tensión de CFE Transmisión 2021-2023, y 5) Equipo para Laboratorios de Metrología. De los cuales, el proyecto “Adquisición de Modernización de Medidores de Energía de CFE Transmisión 2020” se concluyó, mientras que el resto de los proyectos presentaron un avance de entre el 5.0% y el 20.0%, ya que las fechas programadas de terminación son entre 2022 y 2023.

Es importante precisar que, al cierre de 2021, el avance del proyecto “Sistemas de Medición para el Mercado Eléctrico Mayorista” fue del 5.0%, el cual fue reportado en las auditorías núm. 431-DE “Desempeño de la Comisión Federal de Electricidad” y 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, realizadas con motivo de las cuentas públicas 2019 y 2020, respectivamente.

Respecto del programa de “Reducción de pérdidas de energía eléctrica en el Servicio de Transmisión”, la EPS señaló que está en proceso con un 10.0% de actividades realizadas y una fecha de conclusión a 2022, sin que acreditará el avance físico y financiero; sin embargo, la EPS indicó que, como “consecuencia del uso del recurso disponible en proyectos prioritarios de infraestructura para la confiabilidad de la RNT y la contingencia sanitaria provocada por el

virus del SARS-CoV-2, los procesos de compra se vieron disminuidos en sus capacidades por lo que sufrieron un diferimiento hasta el año 2022.”

11. Proyectos de ampliación de la infraestructura de distribución⁵⁷

a) Proyectos de ampliación de las RGD en 2021

En el PRODESEN 2021-2035, se señala que, para resolver los problemas de saturación esperados en los bancos de transformación de alta y media tensión, y atender el crecimiento de la demanda pronosticada en el corto y mediano plazo, en 2021, se asignó a CFE Distribución 28 proyectos con una inversión prevista de 3,600.7 millones de pesos (MDP), de los cuales 3 son para sustitución de transformadores, para mantener los niveles de tensión de las subestaciones dentro de límites establecidos, a fin de preservar la calidad y confiabilidad del SEN, con una inversión de 680.4 MDP; 10 para ampliar líneas de distribución con 33 kilómetros circuito (km-c) de media tensión y 44 km-c de alta tensión, con una inversión de 1,203.0 MDP, y 15 para instalación de nuevas subestaciones para la regulación de los niveles de tensión, con una inversión programada de 1,717.3 MDP. Cabe señalar que, de los 28 proyectos, 3 (sustitución de transformadores) son específicos para distribución, en tanto que 25 son compartidos con transmisión. Los proyectos incluidos en el PRODESEN 2021-2035, con una fecha necesaria de entrada en operación entre abril de 2023 y abril de 2026, se encontraron en elaboración del caso de negocio por parte de las divisiones regionales, en 2021.

En el periodo 2018-2021, la SENER instruyó a CFE Distribución realizar 126 proyectos de ampliación, de los cuales 31 son específicos para de las RGD y 95 son compartidos con transmisión. Al cierre de 2021, se concluyeron 13 proyectos (10.3%) para las RGD, (8 fueron de ampliación de redes y 5 sustituciones de transformadores) que aportaron una capacidad de 449.4 megavolt ampere (MVA), 24.6 megavolt ampere reactivo (MVAr), y 51 líneas de media tensión con una longitud de 21.75 kilómetros (km). En tanto que, 49 (38.9%) proyectos que fueron instruidos entre 2018 y 2019 se encuentran en ejecución; la EPS señaló que “estima concluir 4 proyectos al cierre de 2022 y el resto en los años 2023-2024, derivado del tiempo de los procedimientos de contratación de las adquisiciones consolidadas y los plazos de entrega por parte de los proveedores para el suministro de los equipos y materiales; tales como transformadores de potencia, tableros de media tensión, tableros de protecciones, control y comunicaciones, interruptores, conductores, entre otros, los cuales han presentado incrementos por la situación de los mercados financieros nacionales e internacionales que han impactado a la alza en los costos de los materiales, equipos de origen nacional y extranjero, aunado al impacto económico a consecuencia de la contingencia sanitaria

57 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022 del 25 de febrero y 18 de julio de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/451/2022 del 10 y 29 de marzo, así como del 9 de agosto de 2022, respectivamente, la empresa remitió la información solicitada.

provocada por el virus SARS-CoV-2 y el aumento en el precio de los metales e hidrocarburos debido al conflicto bélico entre Rusia y Ucrania”.

En cuanto a los 64 proyectos restantes, 52 instruidos entre 2020 y 2021, se encontraron en elaboración de caso de negocio por parte de las divisiones regionales, y 12 instruidos en 2019, estaban en proceso de obtención de la Clave de Registro Única (CRU) por parte de la Subdirección Estratégica de Proyectos de Inversión perteneciente a la Dirección de Finanzas de la CFE, a fin de identificar el proyecto aprobado e iniciar su ejecución.

b) Evolución en la infraestructura de distribución

En el periodo 2018-2021, la infraestructura de las RGD que se integra por subestaciones, transformadores, líneas de media y baja tensión, se incrementó en 2.5%, 2.2%, 6.3% y 3.6%, respectivamente, por lo que el valor contable (importe de adquisición menos depreciación) de dichos activos aumentó 42.3%, al pasar de 241,454,535.0 a 343,572,737.5 mdp, de los cuales el 13.8% (47,272,795.0 mdp) correspondió al valor de los transformadores; el 17.2% (59,082,573.0 mdp) a las subestaciones, y el 69.0% (237,217,369.5 mdp) a las líneas de media y baja tensión. CFE Distribución señaló que los 343,572,737.5 mdp, provienen de los registros contables en el proceso de capitalización de obras del Sistema de Información Institucional (SII SAP), el cual está establecido en el "Manual de Procedimientos para la Capitalización de Obras", así como de los registros periódicos del proceso de depreciación de activos, todo esto constituye la memoria de cálculo para los activos de las RGD.

La recomendación se encuentra en el resultado núm. 1 “Generación de valor económico y rentabilidad” referente a que fortalezca los objetivos, estrategias y líneas de acción del Plan de Negocios de la CFE, para que la empresa mejore sus resultados, específicamente en cuanto a la inversión dirigida a la infraestructura de las Redes Generales de Distribución.

La(s) acción(es) vinculada(s) a este resultado se presenta(n) en el(los) resultado(s) con su(s) respectiva(s) acción(es) que se enlista(n) a continuación:

Resultado 1 - Acción 2021-6-90UJB-07-0047-07-001

12. Continuidad del servicio público de distribución de energía eléctrica⁵⁸

a) Índice de la duración promedio de interrupciones en las RGD (SAIDI⁵⁹ por sus siglas en inglés)

En 2021, el resultado a nivel nacional del índice de la duración promedio de interrupciones en las RGD, fue de 20.625 minutos, 29.375 por debajo del límite nacional que fue de 50.0 y

⁵⁸ Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/334/2022, del 29 de marzo y 27 de mayo de 2022, respectivamente, proporcionaron la información requerida.

⁵⁹ System Average Interruption Duration Index (SAIDI).

0.640 menor que la meta institucional de 21.265 minutos. Asimismo, se observó que, durante ese año, de las 16 divisiones, la sureste no alcanzó la meta institucional al superar en 4.298 minutos el límite establecido, debido a las fallas originadas por la presencia de ramas y árboles sobre las líneas de distribución, falsos contactos, descargas atmosféricas y fauna, principalmente en las zonas de Huatulco, los Ríos, Chontalpa y Oaxaca, las cuales forman parte de ésta división de distribución, al obtener una duración promedio de interrupciones de 47.518 minutos; no obstante, se mantuvo dentro del límite nacional.

En el periodo 2017-2021, a nivel nacional, la duración promedio de las interrupciones del servicio de energía eléctrica en las RGD disminuyó 29.5%, al pasar de 29.264 a 20.625 minutos, resultado por debajo del límite nacional que fue de 50.0 minutos promedio.

- b) Índice de la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema de distribución (SAIFI⁶⁰ por sus siglas en inglés)

En 2021, el SAIFI reportó un resultado de 0.428 interrupciones en las RGD, 0.512 por debajo del límite nacional establecido de 0.94 y en 0.027 respecto de la meta institucional de 0.455 interrupciones. Asimismo, se observó que de las 16 divisiones de distribución que componen las RGD, la división Golfo Centro rebasó en 0.013 interrupciones el límite correspondiente a la meta institucional, pero se mantuvo dentro del límite fijado, en tanto que las 15 restantes reportaron resultados acordes con los parámetros establecidos.

En el periodo 2017-2021, el SAIFI reportó una disminución de 25.6%, al pasar de 0.575 a 0.428 interrupciones promedio anual por usuario final, lo que representó un comportamiento positivo del indicador en la continuidad del servicio en las RGD. Cabe señalar que la cantidad de interrupciones promedio que un usuario final experimenta, se debió a las fallas presentadas atribuibles al distribuidor, por caso fortuito o de fuerza mayor.

- c) Índice de Duración Promedio de las Interrupciones por usuario en Distribución (CAIDI⁶¹ por sus siglas en inglés)

En 2021, el CAIDI a nivel nacional presentó un resultado de 48.163 minutos de interrupción, cifra inferior en 4.837 minutos al límite nacional establecido de 53.0 minutos; sin embargo, en comparación con la meta institucional de 46.721 minutos, se rebasó en 1.442 minutos las interrupciones por usuario. Por divisiones, se observó que, las metas para las divisiones del Golfo Centro, Sureste, Oriente y Bajío fueron superiores al límite nacional de 53.0 minutos, al respecto, la CFE señaló que, de acuerdo con las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la RNT y las RGD, cada año se deben establecer metas que permitan lograr el valor de referencia de manera gradual, con base en la realización de obras de modernización, así como la implementación de medidas para mejorar sus estrategias operativas. En tanto que las divisiones Sureste, Centro

60 System Average Interruption Frequency Index (SAIFI).

61 Customer Average Interruption Duration Index (CAIDI).

Occidente, Valle México Sur, Centro Sur, Baja California y Norte registraron resultados superiores a las metas en 12.741, 4.659, 2.519, 2.124, 1.459 y 1.043 minutos, respectivamente, debido a fallas asociadas a herrajes y accesorios, descargas atmosféricas, aislamiento, equipos de comunicación, amarres inadecuados, árboles sobre las líneas de distribución, contaminación, falta de mantenimiento en las estructuras, operación incorrecta de los fusibles en los transformadores de distribución, terminales dañadas, mano de obra defectuosa, corrosión y vandalismo en las RGD.

Durante el periodo 2017-2021, la duración promedio de las interrupciones por usuario disminuyó 5.3%, al pasar de 50.874 a 48.163 minutos, por lo que se mantuvo dentro del límite establecido de 53.0 minutos. Cabe señalar que, en 2018, el índice rebasó el límite en 0.760 minutos; sin embargo, a partir de ese año y a 2021 se redujo 10.4%, debido al reemplazo de aislamiento y de apartarrayos; la poda de árboles, así como la atención integral de circuitos en propiedad, lo que contribuyó a disminuir la duración promedio de las interrupciones por usuario en la distribución de electricidad y en consecuencia a incrementar la continuidad de las RGD.

d) Usuarios afectados

En 2021, se afectaron 68,595,706 usuarios a nivel nacional por fallas en las RGD, de los cuales 48,798,889 usuarios (71.1%) se afectaron por casos fortuitos o de fuerza mayor, como consecuencia de fenómenos meteorológicos; actos de sabotaje, vandalismo y disturbios civiles; incendios e interrupciones no intencionales provocadas por un tercero. Los 19,796,817 usuarios restantes (28.9%) fue por causas atribuibles al distribuidor que consistieron principalmente en accidentes; diseño inadecuado de las instalaciones; falta de mantenimientos; descargas atmosféricas; sobrecargas; fallas en los equipos de aislamiento, apartarrayos, conductores, cortacircuitos y herrajes y maniobras erróneas. Asimismo, la división Sureste fue la que concentró el mayor número de usuarios afectados por fallas en las RGD, al registrar el 14.0% (9,621,272 usuarios) del total nacional, que fue la cifra más elevada en el índice de duración promedio de las interrupciones (SAIDI) y presentó un resultado por encima de la meta establecida en el índice de duración promedio de las interrupciones por usuario (CAIDI).

En el periodo 2017-2021, el número de usuarios afectados por fallas en las RGD, en el país, disminuyó 19.3%, al pasar de 85,006,540 a 68,595,706 usuarios, debido a la reducción de las fallas atribuibles al distribuidor derivadas de la ejecución de estrategias para incrementar la confiabilidad de las redes de distribución, las cuales consistieron en el reemplazo de aislamiento y de apartarrayos; la poda de árboles; la atención integral de circuitos en propiedad, así como la implementación de la estrategia denominada “Fortalecimiento de la infraestructura y optimización de redes”. Asimismo, si bien las fallas presentadas por casos fortuitos o de fuerza mayor no es un aspecto predecible, la CFE implementó el “Manual de Procedimiento Técnico para la Atención de Desastres Naturales, Casos Fortuitos o de Fuerza Mayor para las Redes Generales de Distribución (RGD)”, en el que se señalan las acciones previas, durante y posteriores a la presencia de la falla.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, CFE Distribución remitió una nota explicativa en la que señaló las causas principales por las que no se cumplieron los parámetros de los índices SAIDI en la región Sureste y CAIDI. Asimismo, señaló que se establecieron las acciones para que los índices reporten resultados iguales o por debajo de la meta establecida, las cuales consisten en el reemplazo de apartarrayos, la poda de árboles, la instalación de protectores pro-fauna, la atención integral de circuitos en propiedad. Para 2022 CFE Distribución señaló que programó la instalación de 370 equipos de protección y seccionamiento (eprosec)⁶² (77 para la División Sureste; 86 para la Centro Occidente; 39 para Valle México Sur; 44 para Centro Sur; 74 para Baja California y 50 para la división Norte); sin embargo, no remitió los resultados por división al cierre del presente informe, a fin de verificar el efecto, por lo que la observación se mantiene.

2021-6-90UJB-07-0047-07-007 Recomendación

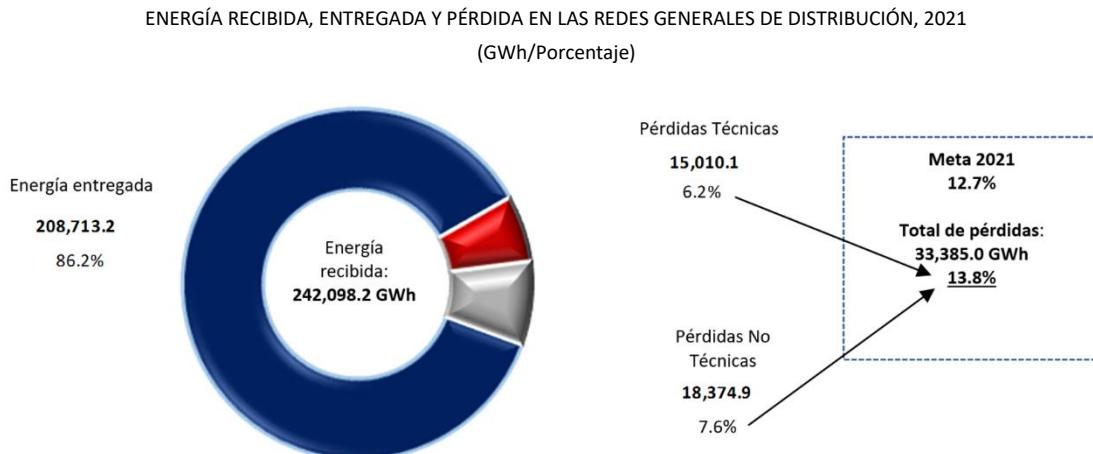
Para que la CFE Corporativo, en coordinación con la Empresa Productiva Subsidiaria denominada CFE Distribución, establezca las acciones necesarias, a fin de que se realice un diagnóstico focalizado de las regiones en las que no se alcanzaron las metas institucionales establecidas para el índice de duración promedio de las interrupciones por usuario en distribución (CAIDI) y el índice de la duración promedio de interrupciones (SAIDI), en el caso de la región Sureste, y con base en los resultados, defina las estrategias que resulten pertinentes para cumplir con las metas establecidas para el CAIDI, con el propósito de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y de garantizar la operación continua de las Redes Generales de Distribución, conforme a lo establecido en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 5, fracción III, del Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución, así como el numeral 19.1.3, inciso d), de la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

62 De acuerdo con el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución, los eprosec se instalan para su operación remota y el automatismo de las redes, para lograr mejoras en la Confiabilidad de las RGD a través de la reducción en el tiempo de restablecimiento de las interrupciones al suministro de energía eléctrica y la disminución significativa en el número de servicios afectados de forma permanente en cada interrupción.

13. Pérdidas de energía eléctrica en distribución^{63/}

Los resultados obtenidos, en 2021, respecto de las pérdidas técnicas y no técnicas de energía eléctrica en el proceso de distribución, se muestran a continuación:



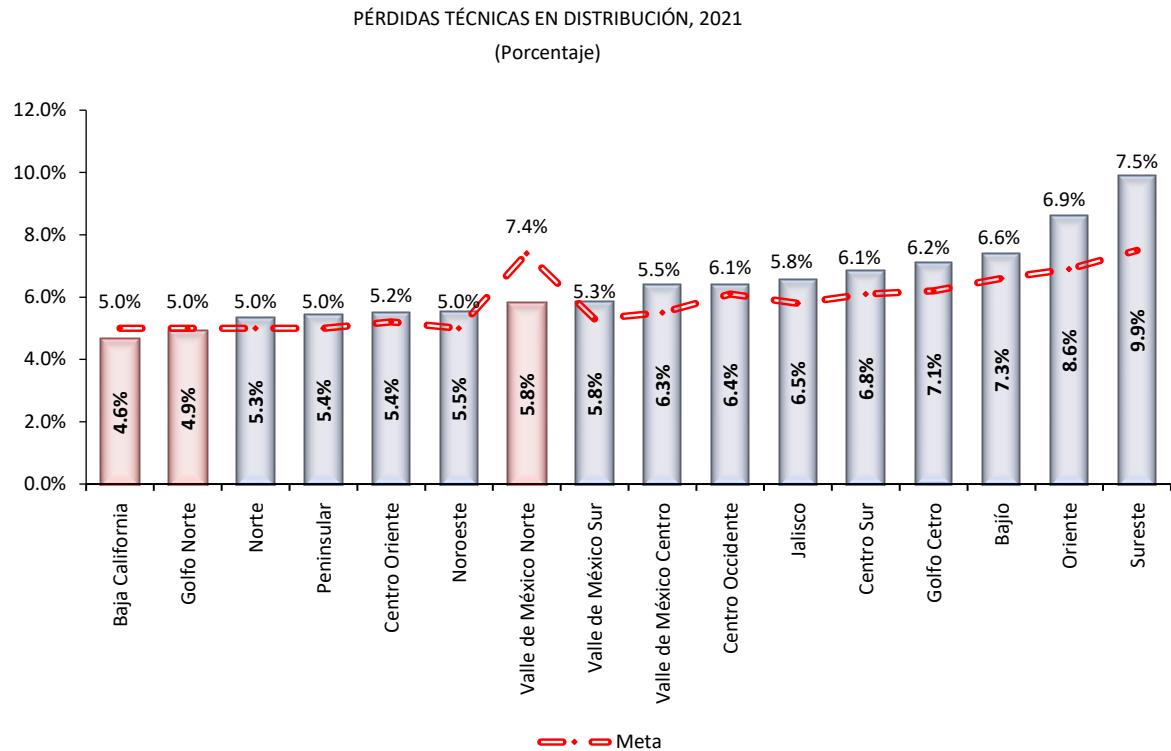
FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en información proporcionada por CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022.

GWh: Gigawatts-hora.

En 2021, las Redes Generales de Distribución (RGD) recibieron para distribuir a los usuarios finales 242,098.2 Gigawatts/hora (GWh) de energía eléctrica, de los cuales entregaron 208,713.2 GWh (86.2%), lo que significó una pérdida de energía eléctrica de 13.8% (33,385.0 GWh), superior en 1.1 puntos porcentuales, respecto del límite de 12.7%, establecido en el Programa Operativo Anual (POA). Por tipo de pérdida, 6.2% (15,010.1 GWh) fue del tipo técnicas, lo que equivalió al 45.0% de la energía perdida, en tanto que, 7.6% (18,374.9 GWh) fue no técnicas, 55.0% del total de pérdidas.

63/ Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022 y del Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los Trabajos de la Auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/334/2022, del 29 de marzo y 27 de mayo de 2022, respectivamente, proporcionaron la información requerida.

Por División de Distribución las pérdidas técnicas, en 2021, fueron las siguientes:



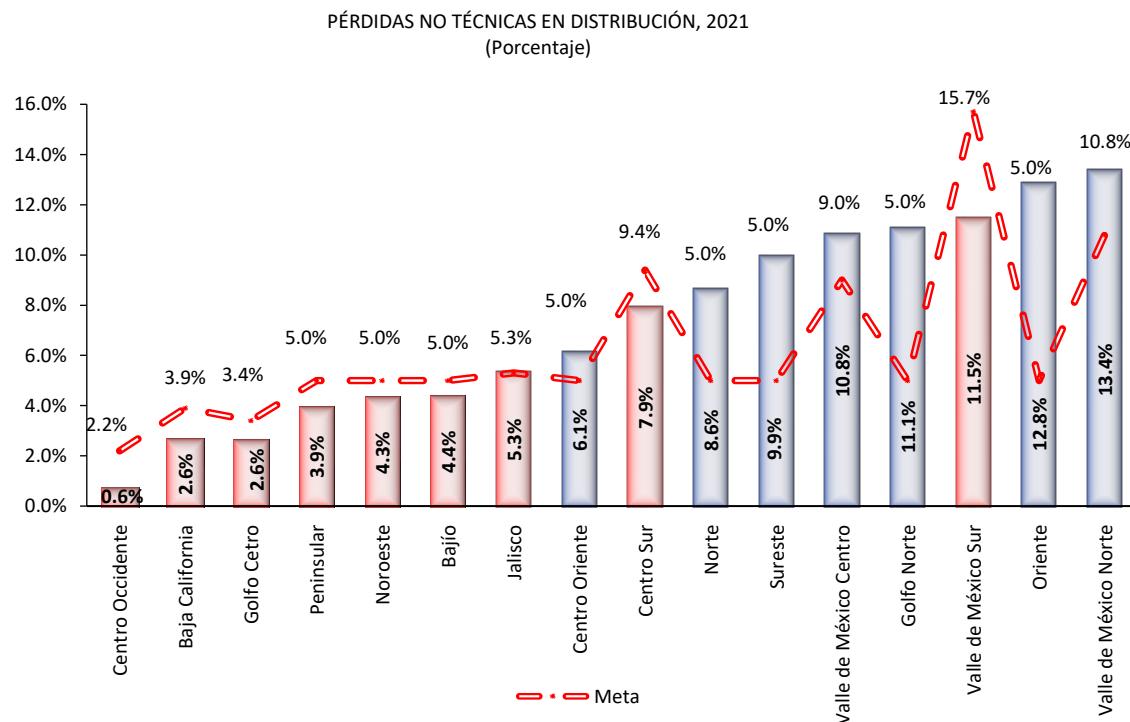
FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022.

En 2021, de las 16 divisiones de distribución, las de Baja California y Golfo Norte registraron pérdidas de 4.6% y 4.9%, cifras inferiores en 0.4 y 0.1 puntos porcentuales de la meta de pérdidas técnicas establecidas por la CRE de 5.0%, y Valle de México Norte presentó una pérdida de 5.8%, inferior en 1.6 puntos porcentuales, respecto del límite de 7.4%. En tanto que, las divisiones Norte, Peninsular, Centro Oriente, Noroeste, Valle de México Sur, Valle de México Centro, Centro Occidente, Jalisco, Centro Sur, Golfo Centro, Bajío, Oriente y Sureste rebasaron las metas en 0.3, 0.4, 0.2, 0.5, 0.5, 0.8, 0.3, 0.7, 0.7, 0.9, 0.7, 1.7 y 2.4 puntos porcentuales. En el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2021-2035, se señaló que, las pérdidas de este tipo “son inevitables dado su origen en el fenómeno físico irreversible conocido como «efecto Joule», por el cual el paso de la corriente eléctrica a través de conductores y transformadores produce un calentamiento que se disipa al medioambiente”.

En 2020, la CFE implementó la estrategia denominada “Fortalecimiento de la Infraestructura y Optimización de Redes” para la contención y reducción de pérdidas técnicas, con la que, en

2021, se llevaron a cabo 939 proyectos en las 16 divisiones, los cuales consistieron en cambio de tensión, recalibración, reconfiguración o construcción de nuevos circuitos de media tensión, reconfiguración de la red de baja tensión, reordenamiento de las RGD, sustitución de transformadores, instalación de equipos de compensación de potencia reactiva y la creación de nuevas áreas, evitando una pérdida de 131.0 GWh. Asimismo, la CFE Distribución señaló que, esta estrategia continuó en 2021, y los resultados tendrán su efecto en 2022.

Respecto de las pérdidas no técnicas, el porcentaje de éstas por división de distribución se presentan a continuación:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022.

En 2021, de las 16 divisiones de distribución 7 (Centro Oriente, Norte, Sureste, Valle de México Centro, Golfo Norte, Oriente y Valle de México Norte) rebasaron los límites de pérdidas no técnicas en 1.1, 3.6, 4.9, 1.8, 6.1, 7.8 y 2.6 puntos porcentuales, respectivamente. A nivel nacional, los 18,374.9 GWh perdidos por causas no técnicas, se debieron a servicios directos sin contrato 33.8%; derivaciones ocultas 19.1%; asentamientos irregulares 10.7%; usos ilícitos 10.5%; errores de facturación 6.9%; intervención de equipos de medición 4.0%; mala calidad de los medidores 2.9%; medidores obsoletos 2.4%; errores de medición 2.3%;

fallas de medición 2.3%; reportes no atendidos 2.1%; errores de incorporación SICOM 1.8%, y estimaciones 1.2%.

Asimismo, la EPS señaló que, para mitigar dichas pérdidas, en 2021, continuó participando en las mesas de paz,⁶⁴ en las cuales la CFE ha expuesto los problemas que su personal enfrenta en algunas áreas de conflicto al momento de realizar labores cotidianas, como la toma de lecturas, cortes, reconexiones, mantenimiento, ampliación de la red; sin embargo, indicó que no se pueden ejecutar acciones de autoridad que le garanticen la recuperación económica de la energía consumida no pagada.

Además, CFE Distribución precisó, que los 16 Departamentos Jurídicos Divisionales, interpusieron ante la Fiscalía General de la República un total de 1,261 denuncias de hechos, por robo de energía, que representaron 265.8 GWh de energía detectada, consumida y no facturada correspondiente a energía perdida, y contó con las estrategias de aseguramiento de la medición; modernización de la medición; aseguramiento de la facturación, y regularización de asentamientos irregulares y clientes, las cuales registraron un cumplimiento de su meta operativa del 81.3%, 96.4%, 136.5% y 69.2%, respectivamente.

En el periodo 2018-2021, las pérdidas de energía en distribución presentaron el comportamiento que se muestra a continuación:

PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN EL PROCESO DE DISTRIBUCIÓN, 2018-2021
(Gigawatts/hora)

Año	Energía recibida (a)	Energía entregada (b)	Energía perdida	
			GWh (c)=(a-b)	Porcentaje (d)=(c/a) *100
2018	233,757.6	202,302.3	31,455.3	13.5
2019	240,252.4	208,843.6	31,408.8	13.1
2020	235,394.0	202,811.0	32,583.0	13.8
2021	242,098.2	208,713.2	33,385.0	13.8
Variación (%)				
2018-2021	3.6	3.2	6.1	0.3 p.p.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en información proporcionada por CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022 y el Informe de la Auditoría 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, que se realizó con motivo de la Cuenta Pública 2020.

p.p.: Puntos porcentuales.

64 En el programa de Mesas de Paz se reúne a autoridades de los gobiernos de los estados y tratan asuntos de seguridad con funcionarios de diferentes dependencias de gobierno, fuerzas públicas y armadas, en algunas ocasiones se invitó a personal de CFE para que exponga los problemas en algunas áreas de conflicto.

De 2018 a 2021, las pérdidas de energía eléctrica en distribución se incrementaron 6.1%, al pasar de 31,455.3 GWh a 33,385.0 GWh, y la energía recibida y entregada aumentaron 3.6% y 3.2%, respectivamente.

El impacto económico por las pérdidas de energía se muestra a continuación:

IMPACTO ECONÓMICO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA, 2018-2020
(Miles de pesos)

Año	Impacto económico de las pérdidas técnicas (a)	Participación (%) (b)=(a/e)*100	Impacto económico de las pérdidas no técnicas (c)	Participación (%) (d)=(c/e)*100	Impacto económico total de Pérdidas (e)	Total Participación (%) (f)=(b+d)
2018	16,835,158.9	31.2	37,098,249.1	68.8	53,933,408.0	100.0
2019	19,262,743.6	38.2	31,200,333.7	61.8	50,463,077.3	100.0
2020	10,085,204.2	23.7	32,386,984.0	76.3	42,472,188.2	100.0
2021	14,536,207.4	29.8	34,243,533.0	70.2	48,779,740.4	100.0
Variaciones						
2018-2019 (%)	14.4	7.0 p.p.	(15.9)	(7.0) p.p.	(6.4)	n.a.
2019-2021 (%)	(24.5)	(8.4) p.p.	9.8	8.4 p.p	(3.3)	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022, y del Informe de la Auditoría 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad”, que se realizó con motivo de la Cuenta Pública 2020.

p.p. Puntos porcentuales.

n.a. No aplica.

En el periodo de análisis, se observó que de 2018 a 2019, el impacto económico total de las pérdidas de electricidad se redujo en 6.4% y de 2019 a 2021 disminuyó 3.3%. Cabe señalar que, de 2018 a 2019 el impacto económico por pérdidas técnicas incrementó 14.4%, al pasar de 16,835,158.9 miles de pesos (mdp) a 19,962,743.6 mdp y de 2019 a 2021 se redujo 24.5%, debido a que el Precio Marginal Local (PML) con el que se calculó disminuyó 38.4%, al pasar de 1.57186 pesos Kilowatt hora (\$/kWh) en 2018 a 0.96843 \$/kWh en 2021. En contraste, en las pérdidas no técnicas, de 2018 a 2019 el impacto económico se redujo 15.9% y de 2019 a 2021 se incrementó 9.8%, debido a que, el Precio Medio de Venta (PMV) con el que se calculó aumentó 4.2% al pasar de 1.78830 \$/kWh a 1.8636 \$/kWh.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, la Gerencia de Medición, Conexiones y Servicios de CFE Distribución proporcionó una nota informativa en la que señaló que, en noviembre de 2022, mejoró el indicador de pérdidas, al pasar de 13.78%, al cierre de diciembre de 2021, a 13.24%, al mes de noviembre de 2022, lo que representó una mejora

de 0.54 puntos porcentuales (p.p.) con una energía recibida de 250,759.0 Gigawatts-hora (GWh), una entregada de 217,536 GWh y una pérdida de 33,223.0 GWh. Asimismo, remitió una gráfica con los resultados del indicador de pérdidas de manera mensual; al respecto, el promedio de pérdidas de energía de enero a noviembre de 2022 fue de 13.7%; sin embargo, la meta a noviembre de 2022 de 12.9% no se cumplió, por lo que la recomendación persiste.

2021-6-90UJB-07-0047-07-008 Recomendación

Para que la CFE Corporativo, en coordinación con CFE Distribución, con base en un análisis por división de distribución, reformule y fortalezca las estrategias implementadas para reducir las pérdidas no técnicas y considere en qué medida las acciones realizadas como parte de las estrategias de aseguramiento de la medición, modernización de la medición, y regularización de asentamientos irregulares y clientes contribuyen al cumplimiento de las metas establecidas en la materia, a fin de reducir las pérdidas de energía, cumplir con los parámetros establecidos por la Comisión Reguladora de Energía y disminuir el impacto económico que dichas pérdidas representan en las finanzas de la empresa, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, primer párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 50, fracción III, de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad; 2, del Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución, y 37, segundo párrafo, fracción V, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas.

Los términos de esta recomendación y los mecanismos para su atención, por parte de la entidad fiscalizada, quedan asentados en el Acta de la Reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares en los términos del artículo 42 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

14. Acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución⁶⁵

En 2021, el CENACE instruyó a CFE Transmisión realizar 167 contratos (153 para conexión⁶⁶ y 14 para interconexión⁶⁷), de los cuales llevó a cabo 152 (91.0%), 139 fueron para conexión y

65 Mediante el oficio núm. DGADDE/232/2022, del 18 de julio de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022, del 9 y 23 de agosto de 2022, respectivamente, proporcionaron la información requerida.

66 Es el enlace de un Centro de Carga a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o a las Redes Generales de Distribución (RGD); asimismo, también se refiere a los procesos relativos al incremento de la demanda contratada o al cambio del Punto de Conexión para un Centro de Carga existente. Resolución por el que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectada a tensiones mayores a 1 Kv a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica.

67 Es el enlace de una central eléctrica a la RNT o las RGD; también hace referencia a los procesos relativos al Incremento de Capacidad Instalada o Cambio del Punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente, y al requerimiento de

13 para interconectar centrales eléctricas a la red. De las 15 instrucciones que se quedaron pendientes (14 de conexión y 1 de interconexión), se debió a que en 5 no asistió el representante legal de los solicitantes para la firma del contrato; en 3, por causas imputables al solicitante; en 2 el apoderado legal no contó con las facultades necesarias para la suscripción de éstos; 2, ya contaban con un contrato firmado por lo que se realizó un addendum modificatorio; en 1 el punto de conexión del centro de carga no era jurisdicción de la Gerencia Regional a la que se le instruyó; en 1, el solicitante cambió de denominación social, y en 1 se citó a firma sin que se concluyera el trámite.

En tanto que, para CFE Distribución el CENACE le instruyó realizar 729 contratos (703 para conexión y 26 para interconexión), de los cuales llevó a cabo 724 (99.3%), 698 fueron para conexión y 26 para interconectar centrales eléctricas a la red. Con la revisión de los contratos formalizados, se identificó que en los de conexión, 34 se instruyeron en el año de revisión y se firmaron en 2022, y de 2, la EPS señaló que fueron formalizados el 12 y 27 de octubre de 2021. De los 5 que no se suscribieron, la EPS señaló que en 4 no se obtuvo respuesta del solicitante para la firma o se desistió de formalizarlo y 1 se llevó a cabo en 2022. Por lo que respecta a las instrucciones de interconexión, todas se realizaron.

En el periodo 2018-2021, los contratos suscritos por CFE Transmisión para conexión e interconexión se incrementaron en 283, al pasar de 94 a 377; en tanto que los de distribución aumentaron 799, al pasar de 16 a 815, acumulados en el periodo.

CFE Transmisión y la Gerencia de Planeación de CFE Distribución señalaron que por la conexión e interconexión de los centros de carga y de las centrales eléctricas, no perciben ingresos.

Cabe señalar que, por medio del oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022 del 12 de octubre de 2022, el CENACE señaló y documentó que, en 2021, instruyó a CFE Transmisión y CFE Distribución un total de 728 (114 de transmisión y 614 de distribución) instrucciones de solicitud de contrato; en tanto que, CFE Transmisión reportó 167 y CFE Distribución 729, que arroja un total de 896 instrucciones, por lo que presentaron una diferencia de 168 instrucciones, de las que 53 (8 de interconexión y 45 de conexión) fueron para transmisión y 115 para distribución (26 de interconexión y 89 de conexión), sin que se señalaran las causas.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, CFE Corporativo, en el transcurso de la auditoría y con motivo de la intervención de la Auditoría Superior de la Federación, informó las acciones de control. Al respecto, la Jefatura de Unidad de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE solicitó con los oficios núm. CENACE/DAMEM-SCOCMEM-JUCMEM/4305/2022 y CENACE/DAMEM-SCOCMEM-JUCMEM/4307/2022, del 9 de diciembre de 2022, a CFE Distribución y Transmisión que remitieran a las Gerencias de

infraestructura para la entrega de excedentes de Centrales Eléctricas de Abasto aislado que pretendan interconectarse a la RNT y a las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista. Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, publicado en el DOF el 9 de febrero de 2018.

Control Regional del Centro Nacional de Control de Energía, los contratos de Interconexión y Conexión formalizados, que no le hayan sido proporcionados.

En atención a los oficios señalados, CFE Distribución emitió el oficio núm. 31.313.01.0274, del 16 de diciembre de 2022, dirigido a la jefatura de Unidad de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista, mediante el cual anexa una liga electrónica en la que señala que proporciona la información entregada a la Auditoría Superior de la Federación respecto de los contratos formalizados en las 16 Divisiones de Distribución. Asimismo, solicita una reunión de trabajo para establecer los mecanismos de control para generar, integrar y reportar la información relacionada con las instrucciones de suscripción de contrato.

En tanto que la Dirección General de Transmisión, mediante el oficio núm. DGT-5586, del 14 de diciembre de 2022, instruyó a las Gerencias Regionales que remitieran a las Gerencias de Control Regional del CENACE de sus respectivas regiones, los contratos de Interconexión y Conexión formalizados, que no se le hayan proporcionado, a fin de dar atención a su solicitud. Asimismo, por medio del oficio DGT-5665, del 16 de diciembre de 2022, se remitió a la Jefatura de Unidad de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE, una relación de las instrucciones emitidas por el CENACE, así como de los contratos suscritos por la EPS, correspondiente al periodo 2018-2021, misma que se proporcionó a la ASF para la ejecución de esta auditoría.

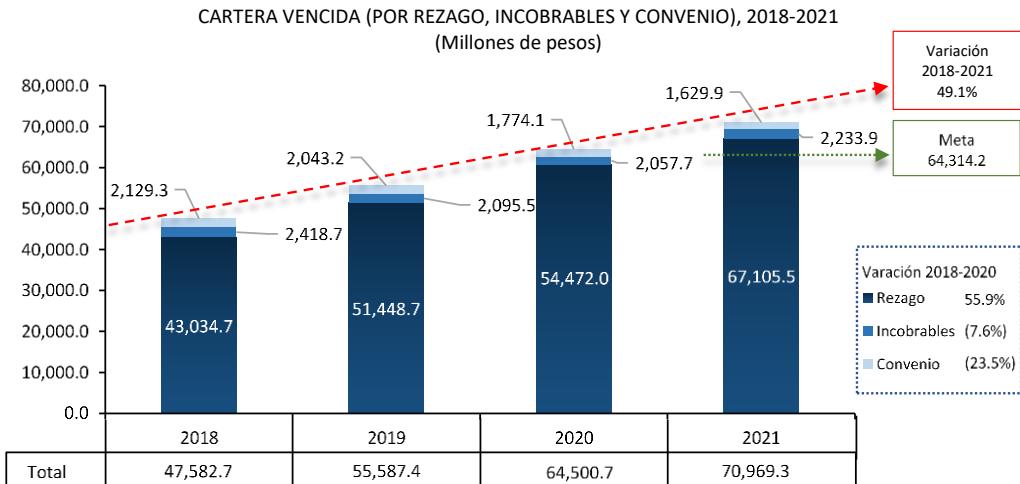
Además, indicó que, mediante los oficios núm. MEG/1740 y GRTP-CNR-MPS-0184/2022, del 15 y 20 de diciembre de 2022, respectivamente, las Gerencias Regionales de Transmisión Oriente y Peninsular, informaron a la Dirección General de Transmisión que no tienen envíos de contratos pendientes a las Gerencias de Control Regional que les corresponden, con lo que se solventa lo observado.

15. Cartera vencida⁶⁸

a) Cartera vencida

En las “Políticas Generales para la cancelación de adeudos a cargo de terceros y a favor de la CFE” se indica que, la cartera vencida se integra por: a) “rezago”, que se integró por el importe de cuentas por recuperar con un vencimiento mayor a 30 días; b) “adeudos documentados”, que se conformó por el importe acumulado y documentado mediante pagares por ajustes a la facturación, y c) “adeudos incobrables”, que correspondió a los importes no recuperables. La empresa fijó como meta para 2021, una cartera vencida por 64,314.2 millones de pesos (MDP), el resultado se presenta a continuación:

68 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022 del 25 de febrero de 2022 y del Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los trabajos de Auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y el DG/CCI/306/2022 del 29 de marzo y 13 de mayo de 2022, respectivamente, proporcionaron la información requerida.



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y el DG/CCI/306/2022 del 29 de marzo y el 13 de mayo de 2022, respectivamente, y del informe de auditoría 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2020.

En 2021, la cartera vencida de CFE ascendió a 70,969.3 MDP, cifra superior en 10.3%, a la meta de 64,314.2 MDP. Del total de la cartera vencida, 67,105.5 MDP (94.6%) correspondió a rezagos; 1,629.9 MDP (2.3%), a lo previsto por recuperar vía convenio, y 2,233.9 MDP (3.1%), a los importes incobrables, que corresponden a los servicios dados de baja por falta de pago en el suministro de electricidad.

En el periodo 2018-2021, la cartera vencida aumentó 49.1%, al pasar de 47,582.7 MDP a 70,969.3 MDP, aun cuando los adeudos clasificados como incobrables y convenios disminuyeron en 7.6% y 23.5%, respectivamente, no contribuyeron a la reducción, ya que el monto en rezago se incrementó en 55.9%.

En 2021, de los 67,105.5 MDP clasificados como rezago de la cartera vencida, 52,213.7 MDP (77.8%) correspondió a los adeudos de más de 360 días de morosidad; mientras que 14,891.8 MDP (22.2%) entre 30 y 360 días. Además, el sector doméstico concentró 66.1% (44,328.3 MDP) del rezago, situación que persiste desde 2018, aun cuando la tarifa del sector se encuentra subsidiada.

En el periodo 2018-2021, el rezago aumentó 55.9% al pasar de 43,034.7 MDP a 67,105.5 MDP, debido al atraso del pago en el suministro de energía eléctrica en todos los sectores de consumo (doméstico, comercial, agrícola, servicios, mediana y gran industria), en donde la gran industria representó el mayor crecimiento, 219.9%, al pasar de 21.1 MDP a 67.5 MDP.

Del monto total de la cartera vencida en 2021, 63.6% (45,107.9 MDP) se concentró en 3 de las 32 entidades federativas del país: el Estado de México adeudó 30.3% (21,507.7 MDP),

Tabasco 22.6% (16,011.2 MDP), y Chiapas 10.7% (7,589.0 MDP). Los adeudos de la Ciudad de México, Chihuahua, Guanajuato, Guerrero y Veracruz representaron 23.9% (16,985.6 MDP), estas 8 entidades federativas adeudaron 87.5% de la cartera vencida; mientras que el 12.5% (8,875.8 MDP) restante, correspondió a 24 entidades federativas.

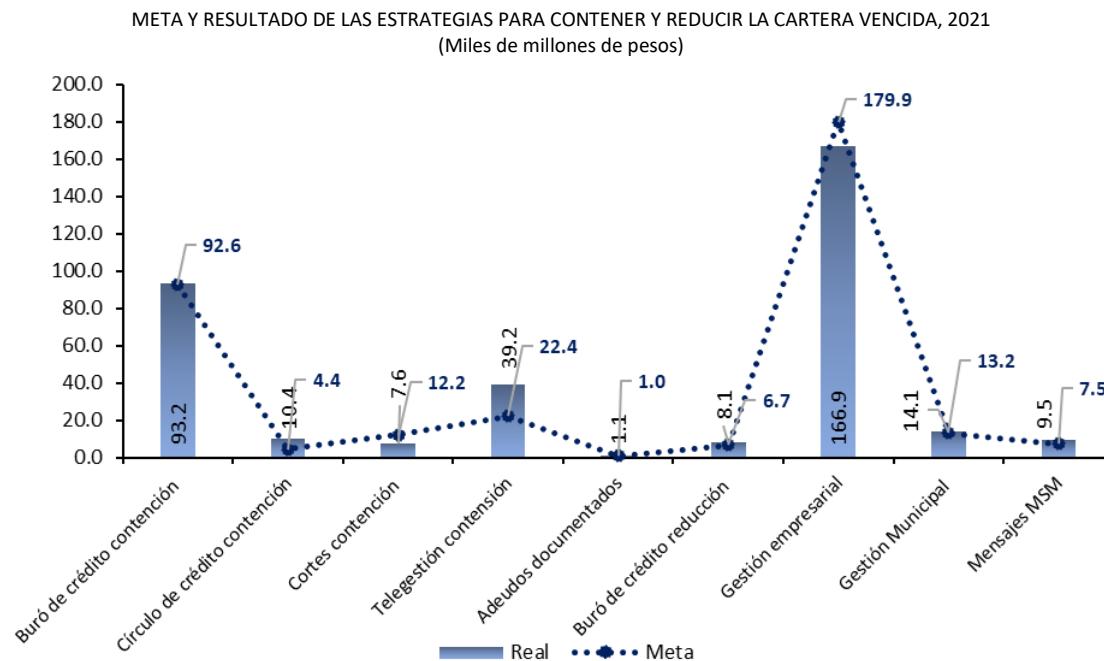
De 2018 a 2021, 4 entidades (Aguascalientes, Baja California Sur, San Luis Potosí y Tlaxcala) de las 32, disminuyeron su adeudo por el suministro de energía en 15.2%, 26.2%, 1.1% y 27.6%, respectivamente. En tanto que, las 28 restantes, aumentaron su adeudo, destacan Michoacán, Chiapas, Oaxaca, Guanajuato, Baja California, Veracruz, y Morelos, que incrementaron en 108.4%, 89.7%, 74.3%, 74.2%, 65.8%, 61.5% y 60.5%, respectivamente, lo que representó un aumento de más del 50.0% en 4 años para cada entidad.

En dicho periodo, el Estado de México y Tabasco, 2 de las entidades federativas con mayor adeudo, presentaron incrementos de 53.9% y 52.5%, respectivamente, aun cuando en Tabasco se implementó el programa “Adiós a tu deuda”, aunado a que el precio medio de la tarifa disminuyó en 8.6% (como se observa en el resultado núm. 16 “Ingresos, costos de energía y precio promedio de las tarifas eléctricas”, de este informe). Cabe mencionar que, de 2020 a 2021, la Ciudad de México disminuyó su adeudo en 1.5%, al pasar de 7,305.7 MDP a 7,194.5 MDP, por lo que pasó del tercer al cuarto lugar de las entidades federativas con adeudos por el suministro de energía.

CFE SSB señaló que el incremento de la cartera vencida se debió a los problemas sociales que persisten desde 1994, como movimientos de resistencia civil al pago del suministro eléctrico por los altos costos tarifarios; el movimiento zapatista; la operación de la central nuclear en Veracruz; la liquidación de Luz y Fuerza del Centro, y problemas agrícolas.

b) Estrategias de cobranza para contener y reducir la cartera vencida

CFE SSB señaló que, desde su Plan de Negocios 2018-2022, diseñó nueve estrategias de cobranza con objeto de contener y reducir la cartera vencida, las cuales son ejecutadas bajo la línea de gestión de cobranza, definida por la antigüedad del adeudo y el enfoque de mejora. Los resultados de las estrategias en 2021 se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/306/2022 del 13 de mayo de 2022.

En 2021, de las 9 estrategias, 7 (buró de crédito contención; círculo de crédito contención; telegestión contención; adeudos documentados; buró de crédito reducción; gestión municipal, y mensajes SMS, que sirven para la gestión del adeudo, por el suministro eléctrico, de más de 30 días vencido) cumplieron la meta; mientras que las 2 restantes (cortes contención y gestión empresarial) registraron resultados de 62.2% y 92.8%, respecto de lo programado. Si bien, la mayoría de las estrategias rebasó la meta determinada, se recuperó el 0.5% (350.1 miles de millones de pesos) de la cartera vencida.

- Convenios con dependencias federales

Entre 2002 y 2020, la CFE realizó con 30 dependencias federales un convenio de cobranza centralizada sin fecha de vencimiento, en el cual se estableció que los pagos por el consumo de energía eléctrica serían liquidados mensualmente por medio del Sistema de Compensación

de Adeudos,⁶⁹ a fin de que disminuyera. Sin embargo, a 2021, las 30 dependencias adeudaron en su conjunto 3,425.7 MDP, 4.8% de la cartera vencida que ascendió a 70,969.3 MDP, de dicho monto 146.1 MDP fue por interés por mora, lo que revela la persistencia de la cartera vencida. Cabe señalar que, de las 30 dependencias, Petróleos Mexicanos concentró el 80.0% (2,671.9 MDP de facturación y 67.5 MDP de interés por mora).

c) Métricas de cobranza

Las métricas para medir la cobranza a los usuarios finales son las siguientes:

MÉTRICAS DE COBRANZA, 2018-2021

Métricas de cobranza	2018 (a)	2019 (b)	2020 (c)	2021			Variación 2018-2021 (g)=((e/a)-1)*100
				Meta (d)	Real (e)	Cumplimiento (f)=(e/d)*100	
Índice de cobrabilidad (%)	98.84	98.44	96.55	98.02	98.20	100.18	(0.64 p.p.)
Indicador de rotación de cartera vencida (días)	43.42	48.30	62.21	59.59	66.38	111.39	52.88%
Índice de morosidad (IMOR) (%)	56.81	64.13	58.76	n.a.	64.26	n.a.	7.45 p.p.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y el DG/CCI/306/2022 del 29 de marzo y el 13 de mayo de 2022, respectivamente; el Informe Anual de la CFE 2021, y el informe de auditoría 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2020.

NOTA: El índice de morosidad es un indicador formulado por Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) y el grupo auditor lo utilizó para conocer la proporción que existe entre la cartera vencida y la cartera total de CFE, por lo que no existe una meta del índice.

n.a.: No aplicable.

p.p.: Puntos porcentuales.

En 2021, el índice de cobrabilidad registró una recuperación de la facturación del 98.20%, superior en 0.18% a la meta de 98.02%; sin embargo, el indicador de rotación de cartera vencida, el cual tiene como objetivo medir la eficiencia en tiempo de recuperación de las cuentas por cobrar, presentó un resultado de 66.38 días, superior en 11.39% al límite de días establecidos de 59.59 días, situación que mostró que CFE SSB tardó 6.79 días más de lo programado en cobrar los adeudos por el suministro de energía eléctrica. En tanto que el índice de morosidad, indicador formulado por Comisión Nacional Bancaria y de Valores (CNBV) para conocer la proporción que existe entre la cartera vencida y la cartera total, que representa el retraso en el cumplimiento de pago, se obtuvo un resultado de 64.26%.

69 Es el procedimiento operado y administrado por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, por medio de la Tesorería de la Federación, que evita movimientos innecesarios de recursos destinados para el pago de bienes y servicios que se proporcionan entre las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal.

En el periodo 2018-2021, los resultados en las métricas de cobranza no mejoraron, ya que el índice de cobrabilidad disminuyó 0.64 puntos porcentuales; el indicador de cartera vencida se incrementó 52.88% (22.96 días más) y el índice de morosidad aumentó 7.45 puntos porcentuales, al pasar de 56.81% a 64.26%.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/006/2023, del 6 de enero de 2023, CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) señaló que la cartera vencida está constituida por cuentas que no tienen las características para su publicación en los estados financieros de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (IFRS por sus siglas en inglés) 15, y por activos de la CFE, que comprenden el rezago, los adeudos documentados y la cuenta de incobrables, por lo que, a noviembre de 2022, mencionaron que se contuvo el crecimiento de la variación de la cartera vencida, ya que en 2021 la variación fue de 6,469.0 MDP, respecto de 2020, y en 2022 fue de 6,165.0 MDP, respecto de 2021. Además, precisó que los indicadores relacionados con la rentabilidad de la empresa presentaron una mejora a noviembre de 2022, como se observa a continuación:

INDICADORES RELACIONADOS CON LA RENTABILIDAD DE LA EMPRESA, NOVIEMBRE 2020-2022

Indicador	Valor del indicador	noviembre			Variación 2020-2022
		2020	2021	2022	
Ingresos por la venta de energía eléctrica (MDP)	▲	331,524.0	341,996.0	376,696.0	13.63
Índice de cobrabilidad (%)	▲	95.70	97.48	97.16	1.53
Índice de Oportunidad de Cobranza (%)	▲	83.44	85.55	87.61	5.00
Indicador de rotación de cartera vencida (días) ^{1/}	▼	60.86	66.32	65.60	7.79
Rezago 30 días ¹	▼	7.99	6.98	5.85	(26.78)

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/003/2023 del 5 de enero de 2023.

1 El “Indicador de rotación de cartera vencida” y el “Rezago 30” días funcionan de manera inversa, por lo que, entre más disminuya, mejor será su desempeño.

En 2022, de los 5 indicadores, 4 (ingresos por venta de energía, índice de oportunidad de cobranza, rotación de cartera vencida y rezago 30 días) presentaron resultados favorables con relación a 2021.

Respecto de las estrategias implementadas para contener y reducir la cartera vencida, señalaron que se intensificaron las acciones de las estrategias, y los resultados a noviembre de 2022 fueron los siguientes:

META Y RESULTADO DE LAS ESTRATEGIAS PARA CONTENER Y REDUCIR LA CARTERA VENCIDA, NOVIEMBRE 2022
(Miles de millones de pesos)

Estrategia	Meta	Resultado	Cumplimiento (%)
Buro de crédito contención	7,307.2	8,700.7	119.1
Círculo de crédito contención	1.0	1,076.5	107,650.0
Cortes contención	627.6	653.8	104.2
Telegestión contención	1,969.1	3,572.7	181.4
Adeudos documentados	80.7	188.3	233.3
Gestión empresarial	17,966.6	17,732.4	98.7
Gestión municipal	892.4	2,609.6	292.4
Mensajes SMS	630.6	549.4	87.1

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. DG/CCI/003/2023 del 5 de enero de 2023.

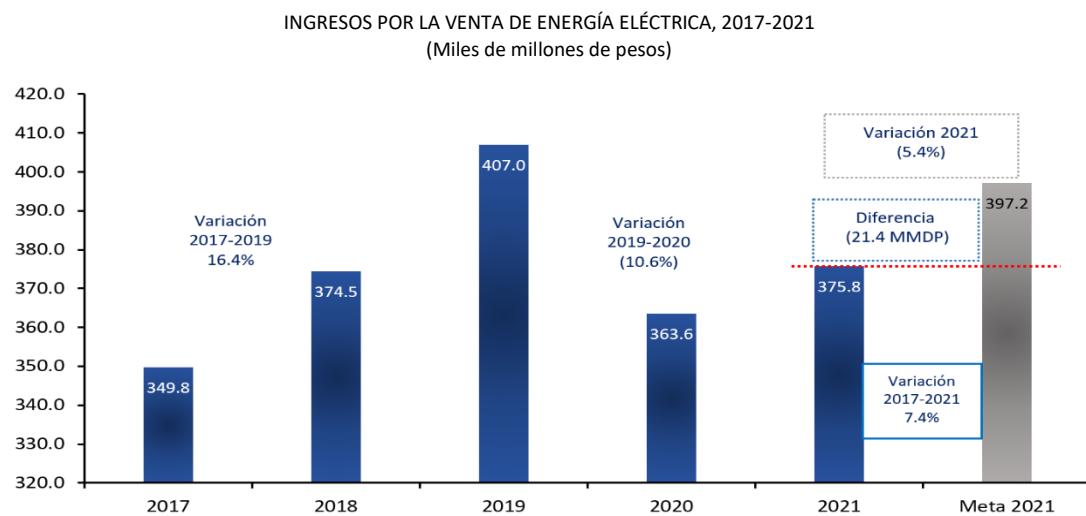
A noviembre de 2022, CFE SSB señaló que, 6 de las 8 estrategias, cumplieron la meta. Además, precisaron que, para asegurar la recuperación oportuna de los ingresos, así como la reducción de las cuentas por cobrar, vigila la entrega oportuna del aviso recibo, por medio del “índice en la oportunidad en la entrega” y “efectividad en la entrega del aviso de recibo”, que registró resultados de 88.64% y 91.22%, porcentajes mayores a los reportados en noviembre de 2021.

También mencionaron que otras estrategias fueron la diversificación de medios de pago, generando en los clientes el uso de medios externos para el pago, por medio de campañas de difusión en el aviso-recibo, el portal de CFE y en los medios de opinión pública. CFE Distribución realizó cortes para la recuperación de cuentas por cobrar que, a noviembre de 2022, presentó un importe cobrado de 6,646,196.6 mdp, cifra superior en 238,398.3 mdp al de 2021 que fue de 6,407,798.3 mdp, por lo que se solventa lo observado.

16. Ingresos, costos de energía y precio promedio de las tarifas eléctricas⁷⁰

- a) Ingresos por la venta de energía, respecto de los costos y gastos de operación de la CFE SSB

En el periodo 2017-2021, CFE SSB contó con el indicador denominado “ingresos por la venta de energía eléctrica”, por medio del cual dio seguimiento a la recuperación en el importe de energía facturada, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información del oficio núm. DG/CCI/451/2022 del 9 de agosto de 2022.
NOTA: En el resultado del indicador no incluye los montos obtenido por usos ilícitos ni por error de facturación.

En 2021, CFE SSB obtuvo ingresos por 375.8 miles de millones de pesos (MMPD), cifra inferior en 5.4% (21.4 MMPD) respecto de la meta de 397.2 MMPD, lo que se debió, principalmente, a una reducción de la demanda de energía en 10,026.0 GWh, 4.6% de lo programado. En el periodo 2017-2019, los ingresos aumentaron en 16.4%, al pasar de 349.8 a 407.0 MMPD, debido al incremento del precio de venta y del número de usuarios de servicio básico. De 2019 a 2020, disminuyó 10.6%, ya que se redujo la demanda de energía en el sector industrial por la pandemia de SARS-CoV-2; sin embargo, de 2020 a 2021, incrementó 3.4%, al pasar de 363.6 a 375.8 MMPD, que se originó por un aumento en el volumen de venta de energía del sector industrial, doméstico y comercial, debido a la reactivación de las actividades en el país, después del confinamiento derivado de la pandemia del SARS-CoV-2.

70 Mediante los oficios núms. OAED/DGADDE/052/2022 y DGADDE/232/2022 del 25 de febrero y 18 de julio de 2022, respectivamente, así como del Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los trabajos de Auditoría núm. 001/CP2021 del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/451/2022 del 10 y 29 de marzo, y 9 de agosto de 2022, la empresa remitió la información solicitada.

En 2021, CFE SSB obtuvo 381,414,544.0 miles de pesos (mdp) por la venta de energía,⁷¹ los cuales no permitieron a la empresa cubrir sus costos y gastos de operación,⁷² por 574,260,970.0 mdp que, de acuerdo con el Reporte Financiero anual 2021 de la CFE, se debió principalmente a un incremento en los precios del gas natural originado por la emergencia climática en Texas durante febrero, situación que representó una pérdida de operación y repercutió en las finanzas de la empresa. Además, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) realizó una transferencia a CFE SSB por 70,279,000.0 mdp para cubrir una parte de los subsidios a las tarifas de electricidad de los sectores doméstico y agrícola, los cuales se traducen en recibir el suministro de electricidad a un costo menor al que se produce.

En el Plan de Negocios de la CFE 2021-2025, se señala que “aún y cuando el Gobierno Federal transfiere recursos a CFE, para cubrir el subsidio para el Suministro Básico, estos no son suficientes; la diferencia es cubierta con cargo a las finanzas de la CFE y sus EPS, provocando una grave afectación financiera y reduciendo su capacidad de inversión en la planta productiva”. En 2021, la empresa obtuvo 59,737,498.0 mdp por concepto de “ingresos por cargo por demanda garantizada”,⁷³ y 1,432,494.0 mdp por “otros ingresos”, aunado a ello, la empresa registró un resultado negativo al final de año.

De 2017 a 2021, los ingresos por la venta de energía aumentaron 4.0%, al pasar de 366,606,581.0 mdp a 381,414,544.0 mdp, siendo 2019 el año con mayores ingresos por el suministro eléctrico; asimismo, los costos de energía y gastos de operación aumentaron 10.8%, superior en 6.8 puntos porcentuales que los ingresos, por lo que en ninguno de los años del periodo, el monto generado por la venta de energía permitió que la empresa cubriera sus costos y gastos de operación. Además, el monto otorgado por la SHCP, como subsidio por las tarifas domésticas y agrícolas, aumentó 6.6%, al pasar de 65,914,800.0 mdp a 70,279,000.0 mdp, mientras que, el cargo por demanda garantizada disminuyó 16.5%, debido a que a 2021, además de CFE SSB, 4 permisionarios de suministro básico prestaron servicio, por lo que la EPS dejó de ser la única empresa suministradora de energía.

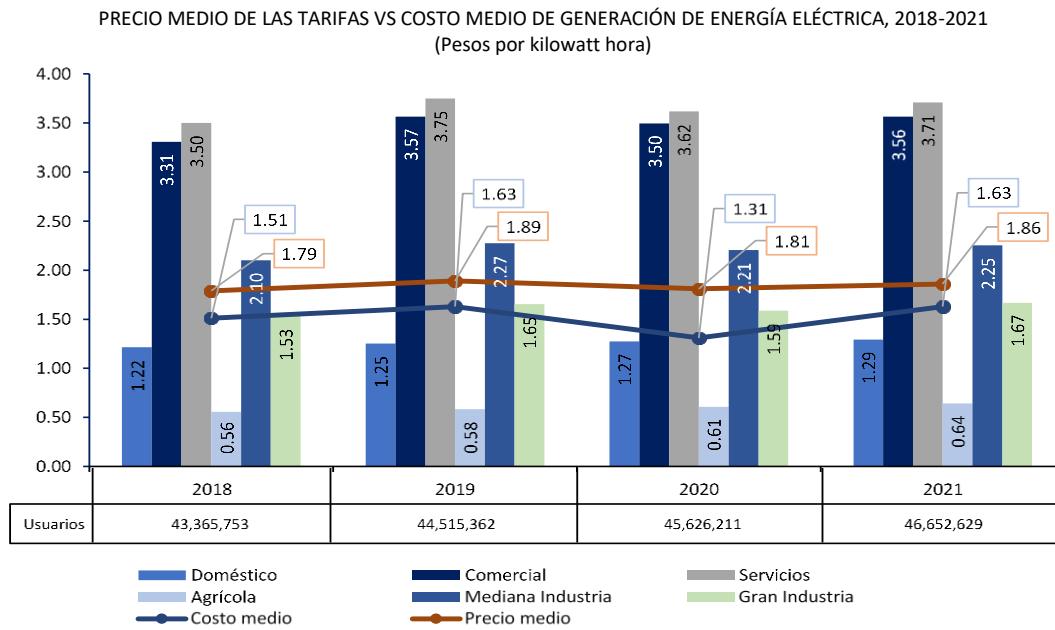
71 Los ingresos por la venta de energía incluyen los montos obtenido por usos ilícitos y por error de facturación.

72 Corresponde a la suma del costo de energía y gastos de operación de los Estados Financieros del resultado integral e CFE SSB.

73 La Demanda Garantizada se reconoce cuando se devenga. La empresa genera una demanda constante de energía eléctrica para ser suministrada a los usuarios básicos, generando beneficios directos para las EPS involucradas en el proceso de transmisión, distribución y generación.

b) Precio medio de las tarifas eléctricas

En el periodo 2018-2020, el precio medio de las tarifas por sector de consumo respecto del costo medio de generación es el siguiente:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/180/2022, DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/451/2022 del 10 y 29 de marzo, y del 9 de agosto de 2022, y el Informe de Auditoría núm. 469-DE “Desempeño Integral de la Comisión Federal de Electricidad” que se realizó con motivo de la fiscalización de la cuenta pública 2020.

En 2021, los precios medios de las tarifas para los sectores agrícola y doméstico fueron los más bajos con 0.64 y 1.29 pesos por kilowatt hora (pesos/kWh), respectivamente, lo que benefició al 89.3% (41,683,773) del total de los usuarios (46,652,629) debido, principalmente, al subsidio que reciben; mientras que los precios de los sectores de servicios y comercial fueron los más altos con 3.71 y 3.56 pesos/kWh, respectivamente.

En el periodo 2018-2021, los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, mediana y gran industria aumentaron sus precios medios de las tarifas en 5.7%, 7.6%, 6.0%, 14.3%, 7.1% y 9.2%, respectivamente, siendo el sector agrícola el que tuvo mayor incremento; en conjunto, el precio medio de las tarifas aumentó en 3.9% al pasar de 1.79 a 1.86 pesos/kWh. Asimismo, el costo promedio de generación aumentó en 7.9% al pasar de 1.51 a 1.63 pesos/kWh; además, tuvo dos comportamientos, de 2018 a 2020 disminuyó en 13.2% al pasar de 1.51 a 1.31 pesos/kWh, y de 2020 a 2021 aumentó 24.4%, al pasar de 1.31 a 1.63 pesos/kWh.

El volumen de energía vendida por sector de consumo del periodo 2018-2021, se muestra en el cuadro siguiente:

VOLUMEN DE ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR SECTOR DE CONSUMO
(Gigawatt hora)

Sector de consumo	Años				Part. % 2021 (e)=total 2021/sector de consumo	Variación (%) 2018-2021 (f)=((d/a)- 1)*100
	2018 (a)	2019 (b)	2020 (c)	2021 (d)		
Total	218,083.2	218,929.6	206,564.1	206,541.6	100.0	(5.3)
Mediana Industria	87,578.3	86,685.5	75,260.4	78,283.1	37.9	(10.6)
Doméstico	61,468.7	64,671.2	68,976.7	69,462.0	33.6	13.0
Gran Industria	38,228.1	35,725.1	30,612.1	27,312.1	13.2	(28.6)
Comercial	15,251.5	15,232.9	13,744.6	14,110.2	6.9	(7.5)
Agrícola	10,923.1	12,454.9	14,009.4	13,508.8	6.5	23.7
Servicios	4,633.5	4,160.0	3,960.9	3,865.4	1.9	(16.6)

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por la CFE mediante el oficio núm. DG/CCI/232/2022 del 29 de marzo de 2022.

Part. %: Participación porcentual.

En 2021, CFE SSB vendió 206,541.6 Gigawatt hora (GWh), de los cuales el 51.1% (105,595.2 GWh) fue de la mediana y gran industria; el 33.6% (69,462.0 GWh) doméstico; el 6.5% (13,508.8 GWh) agrícola; 6.9% (14,110.2 GWh) comercial, y 1.9% (3,865.4 GWh) servicios.

En el periodo 2018-2021, el volumen de energía vendida disminuyó 5.3% al pasar de 218,083.2 a 206,541.6 GWh, debido a que, en cuatro de los seis sectores: comercial, de servicios, mediana y gran industria la venta de energía se redujo en 7.5%, 16.6%, 10.6% y 28.6%, respectivamente, siendo la gran industria el sector con mayor disminución en el volumen de energía adquirido al pasar de 38,228.1 a 27,312.1 GWh.

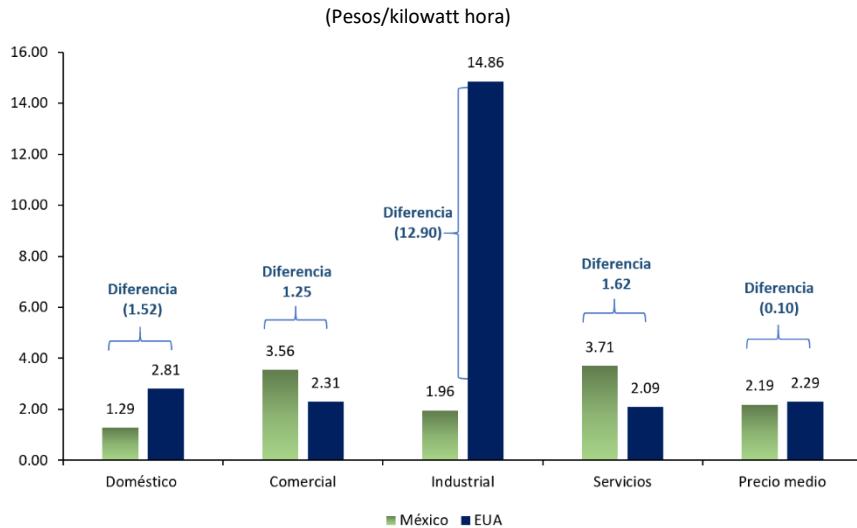
En 2021, el precio medio a nivel nacional de las tarifas eléctricas fue de 1.86 pesos/kWh, oscilando entre 1.50 y 2.31 pesos/kWh. Baja California Sur, Ciudad de México, Quintana Roo, Jalisco y Estado de México presentaron el precio medio mayor con 2.31, 2.27, 2.14, 2.13 y 2.12 pesos/kWh, respectivamente. En contraste, Sonora, Chihuahua, Sinaloa y Baja California registraron el menor precio medio de las tarifas con 1.50, 1.51, 1.54 y 1.55 pesos/kWh, respectivamente, monto por debajo del costo medio de generación, que fue de 1.63 pesos/kWh.

En el periodo 2018-2021, el precio medio de las tarifas a nivel nacional aumentó 3.9% (0.07 pesos/kWh), al pasar de 1.79 a 1.86 pesos/kWh, debido a que en 29 de las 32 entidades federativas el precio medio de las tarifas registró un incremento de más del 1.3%; en tanto que, de las 3 entidades restantes (Campeche, Chihuahua y Tabasco) el precio medio disminuyó en 3.5%, 0.7% y 8.6%, respectivamente, de los cuales, Tabasco fue el que tuvo una mayor disminución en el precio medio de su tarifa eléctrica, al pasar de 1.86 a 1.70 pesos/kWh.

c) Competitividad de los precios de la electricidad en México y Estados Unidos

Se revisaron los reportes del precio medio de la electricidad de los sectores doméstico, comercial, industrial y servicios en Estados Unidos de América, correspondientes a 2021, a fin de realizar un comparativo internacional entre el precio medio de los sectores en México y en dicho país. Los resultados obtenidos se presentan a continuación:

COMPARATIVO ENTRE LOS PRECIOS MEDIOS DE LA ELECTRICIDAD EN MÉXICO Y ESTADOS UNIDOS
DE LOS SECTORES DOMÉSTICO, COMERCIAL, INDUSTRIAL Y SERVICIOS, 2021



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en información del oficio núm. DG/CCI/232/2022 del 29 de marzo y de la plataforma digital *Energy Information Administration* de la Agencia Internacional de Energía.

NOTA 1: Para efectos de este comparativo, el precio medio del sector industrial en México incluye los sectores de mediana y gran industria. Además, no se consideró el sector agrícola, debido a que en EUA no consideran dicho sector.

NOTA 2: Precio medio de energía de los sectores doméstico, comercial, industrial y servicios en Estados Unidos de América reportado en “Average Price of Electricity to Ultimate Customers”: 0.1372, 0.1127, 0.7260 y 0.1021 dólares por kilowatt hora, respectivamente.

NOTA 3: Tipo de cambio anual 2021 reportado en Banco de México: 20.4672 pesos por dólar.

En 2021, el precio medio de la electricidad suministrada a los usuarios finales en México fue de 2.19 pesos/kWh, cifra inferior en 0.10 pesos/kWh al precio de la electricidad reportado por Estados Unidos (2.29 pesos/kWh), debido al subsidio implícito en las tarifas eléctricas en México del sector doméstico y agrícola. El sector industrial, tuvo un precio medio de 1.96 pesos/kWh, cifra inferior en 12.90 pesos/kWh al precio de EUA. No obstante, el precio medio de los sectores comercial y de servicios son superiores a los de Estados Unidos en 1.25 y 1.62 pesos/kWh, respectivamente.

17. Avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante el uso de energías renovables en la generación de electricidad⁷⁴

En 2021, la CFE contó con el indicador “Cobertura a nivel nacional de energía eléctrica”, para el cual estableció la meta de 99.14%, misma que rebasó en 0.07 puntos porcentuales al alcanzar el 99.21%, con lo que contribuyó al logro de la meta 7.1 “Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, fiables y modernos.” Asimismo, señaló que, en su Programa Operativo Anual (POA) 2021, la CFE estableció los indicadores “Porcentaje de energía neta generada con energías limpias y/o diversas” y “Emisión de CO2 por MWh”. Los resultados obtenidos en 2020 y 2021, se presentan a continuación:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES ESTABLECIDOS POR LA CFE EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2020-2021

Indicador	Definición	Resultados 2020 (a)	Resultados 2021		Variación			
			Programado (b)	Real (c)	2021		2020-2021	
					(%) (d)=((c/b)-1)*100	Absoluta (e)=(c-b)	(%) (f)=((c/a)-1)*100	Absoluta (g)=(c-a)
Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas (porcentaje).	Este indicador muestra el porcentaje de energía generada por centrales que utilizan fuentes limpias, renovables y de cogeneración respecto de la generación total.	33.66	35.20	38.65	n.a.	3.45 p.p	n.a.	4.99 p.p.
Emisiones de CO2 por MWh. (tonCO2/MWh).	Es la estimación de CO2 emitida a la atmósfera por cada MWh Bruto cuando se utilizan combustibles fósiles para generar energía eléctrica.	0.606	0.624	0.577	(7.5%)	(0.047)	(4.8)	(0.029)

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por CFE, mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022, del 29 de marzo de 2022 y DG/CCI/334/2022, del 27 de mayo de 2022.

n.a.: No aplicable.

p.p.: Puntos porcentuales.

En 2021, el indicador denominado “Porcentaje de energía neta generada con energías limpias y/o diversas” registró un resultado de 38.65%, cifra superior en 3.45 puntos porcentuales (p.p.) a la meta de 35.20%, lo que significó una mayor producción de energía eléctrica con fuentes limpias, y se incrementó 4.99 p.p., respecto de 2020.

En cuanto, al indicador “Emisiones de CO2 por MWh”, la Dirección Corporativa de Operaciones de la CFE señaló que se creó en 2021 para darle seguimiento al objetivo 3 “Contribuir al desarrollo sustentable y reducir la emisión de gases de efecto invernadero”, del Plan de Negocios 2021-2025, y se emitieron 0.577 toneladas de CO2 por MWh, cifra inferior

74 Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/052/2022, del 25 de febrero de 2022 y del Anexo 2 del Acta de Formalización e Inicio de los trabajos de auditoría núm. 001/CP2021, del 28 de abril de 2022, se solicitó a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/334/2022, del 29 de marzo y 27 de mayo de 2022, respectivamente, la CFE proporcionó la información.

en 7.5% a la meta establecida de 0.624 tonCO2/MWH, y disminuyó 4.8% respecto de lo obtenido en 2020.

Los resultados obtenidos en estos indicadores por cada una de las EPS de Generación de la CFE son los siguientes:

RESULTADOS DE LOS INDICADORES ESTABLECIDOS EN MATERIA DE ENERGÍAS RENOVABLES, 2021

Empresas	Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas			Emisiones de CO2 por MWh. (tonCO2/MWh)		
	Programado (%) (a)	Resultado (%) (b)	Diferencia (p.p.) (c)=(b-a)	Programado (d)	Resultado (e)	Variación (%) (f)=((e/d)-1)*100
Consolidado	35.20	38.65	3.45	0.624	0.577	(7.5)
CFE Generación I	19.93	24.86	4.93	0.508	0.512	0.8
CFE Generación II	30.51	39.35	8.84	0.556	0.545	(2.0)
CFE Generación III	17.27	16.38	(0.89)	0.465	0.455	(2.2)
CFE Generación IV	0.80	0.62	(0.18)	0.950	0.837	(11.9)
CFE Generación VI	79.42	72.73	(6.69)	0.670	0.714	6.6

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por CFE, mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022 y DG/CCI/334/2022, del 29 de marzo y 27 de mayo de 2022.

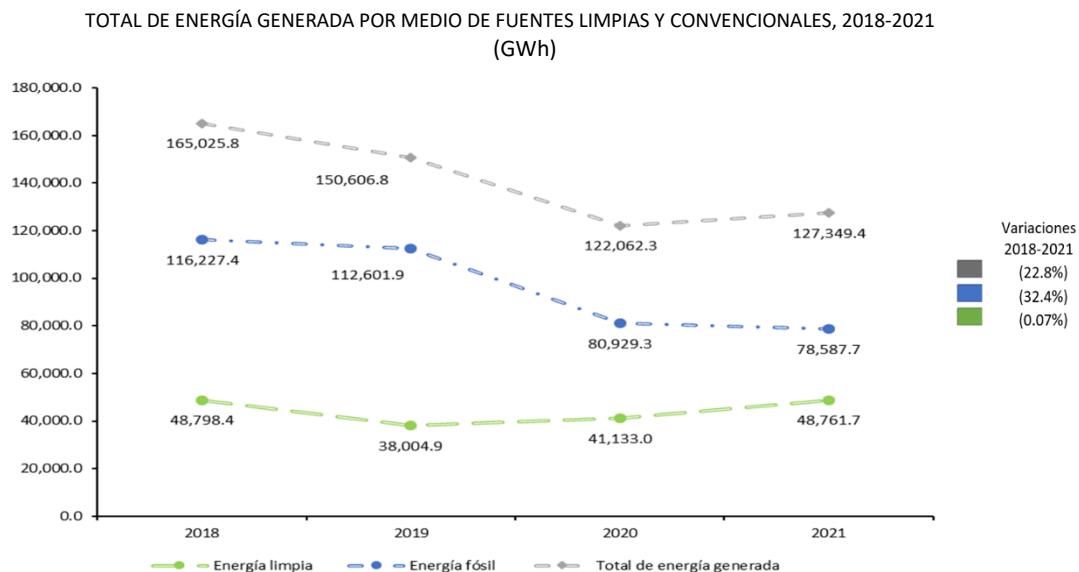
p.p.: Puntos porcentuales.

NOTA: No se incluyó a CFE Generación V, dado que, no cuenta con centrales a su cargo, sino que es responsable de administrar los contratos de los productores externos de energía.

- En 2021, las EPS CFE Generación I y II superaron el porcentaje de electricidad generada con energías limpias en 4.93 y 8.84 p.p., respectivamente, debido a las aportaciones hídricas por encima de las pronosticadas. En contraste, CFE Generación III, IV y VI registraron resultados inferiores en 0.89, 0.18 y 6.69 p.p., correspondiente a la meta establecida. CFE Generación III, señaló que no alcanzó la meta, debido a un mayor despacho de generación de sus unidades termoeléctricas por parte del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), así como por una menor generación de las centrales hidroeléctricas (C.H.) Bacurato y 27 de septiembre, como parte de una estrategia de seguridad implementada por el CENACE, a fin de contar con generación de energía durante el periodo de verano. Generación IV, indicó que, el despacho de generación hidroeléctrica estuvo sujeto al programa de la Comisión Internacional de Límites y Aguas (CILA), lo que afectó principalmente a las C.H. La Amistad y Falcón. En tanto que, CFE Generación VI, en la Central Termoeléctrica (C.T.) presidente Adolfo López Mateos, y las centrales de ciclo combinado (C.C.C) Poza Rica y Dos Bocas presentaron una mayor generación por medio de combustibles fósiles.
- En cuanto al indicador “Emisiones de CO2 por MWh”, en 2021, las EPS de Generación II, III y IV registraron resultados favorables al estar por debajo de la meta programada en 2.0%, 2.2% y 11.9%, respectivamente, lo que significó que produjeron menos CO2 en la generación de energía. En contraste CFE Generación I y VI generaron 0.8% y 6.6% más emisiones de CO2 por MWh de lo programado, principalmente, por el retraso en la entrada en operación comercial del proyecto C.C.C. Valle de México de CFE Generación

I. En cuanto a CFE Generación VI, se registró un consumo no programado de combustibles fósiles por la operación a baja carga; al incremento del número de arranques de la C.T. presidente Adolfo López Mateos y la central de turbogas (C.TG.) Chankanaab, así como al aumento en el consumo de combustibles de la C.C.C. Felipe Carrillo Puerto.

En el periodo 2018-2021, el comportamiento de la generación de energía por medio de fuentes limpias y convencionales se presenta a continuación:



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor con base en la información proporcionada por el oficio núm. DG/CCI/232/2022 del 29 de marzo de 2022; la remitida para la revisión de las Cuentas Públicas 2019 y 2020, mediante los oficios núm. DG/CCI/282/2020, DG/CCI/288/2020 y DG/CCI/334/2020, del 15, 17 y 28 de julio de 2020, respectivamente; DG/CCI/391/2021, del 19 de mayo de 2021, así como los informes de las auditorías 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo”; 487-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I”; 491-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II”; 492-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III”; 493-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria de CFE Generación IV” y 497-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI”, de la Cuenta Pública 2018.

NOTA 1: El total de la generación de energía eléctrica incluye la generada en la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde.

NOTA 2: La energía generada por fuentes limpias incluye: la energía nucleoeléctrica; hidroeléctrica; fotovoltaica; eólica y geotérmica.

En el periodo de análisis, se observó que la energía generada por medio de fuentes limpias disminuyó 0.07%, al pasar de 48,798.4 GWh a 48,761.7 GWh. Por tipo de tecnología se identificó que, la generación de energía eólica, fotovoltaica, nucleoeléctrica y geotérmica disminuyeron 30.5%, 21.4%, 14.4% y 13.0%, respectivamente, aun cuando la hidroeléctrica aumentó 8.5% la producción.

En cuanto a la energía eléctrica por medio de fuentes convencionales disminuyó 32.4%, al pasar de 116,227.4 GWh a 78,587.7 GWh. Cabe señalar que, de 2018 a 2021, el total de energía generada (incluye la nucleoeléctrica), se redujo 22.8%, debido principalmente a la contracción en la demanda de energía eléctrica por la pandemia SARS-CoV-2, así como por fallas en las centrales; unidades que no fueron despachadas por el CENACE; retraso en operación comercial de centrales; incumplimientos en los trabajos de mantenimientos, y fallas en los equipos.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/2023, del 5 de enero de 2023, CFE Corporativo proporcionó copia del oficio núm. SEO/GCGO/0050/2022, del 23 de diciembre de 2022, por medio del cual la Subdirección de Evaluación Operativa le comunicó a la Jefatura de Unidad de Apoyo Técnico Legal, de la Dirección Corporativa de Operaciones, que llevó a cabo un análisis del comportamiento de los indicadores “Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas” y “Emisiones de CO₂ por MWh” durante 2022; asimismo, proporcionó el Informe del Programa Operativo Anual 2022 con resultados a noviembre 2022.

Al respecto, señaló que para el indicador “Emisiones de CO₂ por MWh”, la EPS de Generación I, a noviembre de 2022, registró un resultado de 0.468 t/MWh, cifra inferior en 8.6% respecto de los 0.512 t/MWh registrados al cierre de 2021. En tanto que, Generación VI presentó una disminución de 1.7% al pasar de 0.714 MWh en 2021 a 0.702 t/MWh a noviembre de 2022, en ambos casos se cumplió con la meta establecida.

Para el indicador “Porcentaje de Energía Neta Generada con Energías Limpias y/o Diversas”, informó que Generación III, si bien, incrementó la generación por medio de fuentes limpias al pasar de 16.38% en 2021 a 16.84% a noviembre de 2022, la meta disminuyó 1.02 puntos porcentuales, al pasar de 17.27% a 16.25%. Generación IV pasó de un resultado de 0.62% en 2021 a 0.57% a noviembre de 2022, y se mantuvo el incumplimiento de su meta, al respecto, se señaló que el origen de esta desviación es exógeno, en virtud de que la Comisión Internacional de Límites y Aguas (CILA) ha limitado durante 2021 y 2022 el aprovechamiento del recurso hídrico para la generación de energía.

En tanto que, Generación VI registró un resultado de 72.98% a noviembre de 2022, lo que representó un incremento de 0.3% respecto de 2021, y un cumplimiento de 96.39% de la meta establecida que disminuyó 3.71 puntos porcentuales, al pasar de 79.42% a 75.71%.

No obstante, informó que, a nivel consolidado el proceso de generación tiene un resultado de 41.26%, en relación con la meta de 31.15%, lo que representó un cumplimiento de

111.06%, por lo que, el resto de las EPS de Generación compensan el resultado obtenido por Generación IV, con lo que se solventa lo observado.

Consecuencias Sociales

En 2021, la Comisión Federal de Electricidad, en atención de su objeto relativo a actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad, y responsabilidad social y ambiental, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad para minimizar los costos de la industria eléctrica en beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional, prestó el servicio eléctrico a 46.6 millones de usuarios de los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria; los precios medios de las tarifas para los sectores agrícola y doméstico fueron los más bajos con 0.64 y 1.29 pesos/kWh, respectivamente, lo que benefició al 89.3% (41,683,773) del total de los usuarios debido, principalmente, al subsidio que reciben; además, el precio medio de la electricidad suministrada a los usuarios finales en México fue de 2.19 pesos/kWh en promedio, cifra inferior en 0.10 pesos/kWh al precio de la electricidad reportado por Estados Unidos (2.29 pesos/kWh en promedio). Sin embargo, las debilidades operativas y financieras afectaron el cumplimiento de su mandato de generar valor económico y rentabilidad en favor del Estado mexicano, principalmente porque:

- En 2021, la situación financiera de la empresa se afectó, al no cumplir con su objeto de generar rentabilidad y valor económico en favor del Estado, ya que dicho valor se redujo en 209,770,728.6 miles de pesos (mdp).
- Las centrales eléctricas de la CFE limitaron su competitividad, debido a que, en promedio, tuvieron una antigüedad de 43.4 años y un costo de generación de 1.74 pesos/kWh, en contraste los Productores Externos de Energía (PEE), 13.7 años y un costo de 1.02 pesos/kWh; en el periodo 2018-2021, la energía generada por CFE disminuyó 23.3%.
- CFE Distribución tuvo pérdida de energía del 13.8% (33,385.0 GWh) de los 242,098.2 GWh que recibió para distribuir, cifra superior en 1.1 puntos porcentuales (p.p.) al límite de 12.7% establecido en el POA. Por tipo de pérdida, 6.2% (15,010.1 GWh) fueron del tipo técnicas, en tanto que, 7.6% (18,374.9 GWh) fueron no técnicas (robo de energía).
- De 2018 a 2021, la cartera vencida se incrementó 49.1%, situación que demuestra la necesidad de fortalecer las acciones para disminuir los adeudos por el rezago histórico.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Planificación estratégica y operativa, Controles internos y Vigilancia y rendición de cuentas.

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 17 resultados, de los cuales, en 5 no se detectaron irregularidades y 3 fueron solventados por la entidad fiscalizada antes de la emisión de este Informe. Los 9 restantes generaron:

8 Recomendaciones al Desempeño.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe de auditoría se comunicarán a la entidad fiscalizada, en términos de los artículos 79 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y 39 de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación, para que en un plazo de 30 días hábiles presente la información y realice las consideraciones que estime pertinentes.

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que, debido a la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada podrán atenderse o no, solventarse o generar la acción superveniente que corresponda de conformidad con el marco jurídico que regule la materia.

Dictamen

El presente dictamen se emite el 5 de enero de 2023, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el propósito de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

A partir de 2013, la CFE fue reestructurada y, como resultado, a 2021, se constituyeron 10 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): 6 de generación, una de transmisión, una de distribución, otra de suministro de servicios básicos y una de comunicaciones e Internet, así como 5 empresas filiales (EF) y 4 unidades de negocios.

En el artículo 4 de la Ley de la CFE, se indica que la Empresa Productiva del Estado (EPE) tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

En la ejecución de su objeto, la CFE deberá actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad, y responsabilidad social y ambiental, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad para minimizar los costos de la industria eléctrica en

beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional. Asimismo, la CFE garantizará el acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), la operación eficiente del sector eléctrico y la competencia.

En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, el Gobierno Federal reconoció que, entre los principales retos del sector eléctrico, están mantener un balance en el suministro de combustibles necesarios para la generación de electricidad; diseñar y aplicar tarifas que cubran costos eficientes y envíen señales adecuadas a productores y consumidores, así como aumentar la inversión en mantenimiento y ampliación de la infraestructura de transmisión, distribución y generación, promoviendo las energías limpias.

Con el propósito de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la Comisión Federal de Electricidad de generar valor económico y rentabilidad para el Estado mexicano, el grupo auditor evaluó lo siguiente: a) el desempeño financiero para analizar la rentabilidad y generación de valor económico; b) la gobernanza de la EPE y la gestión de riesgos; c) el desempeño operativo en los procesos de la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro de electricidad, y d) el avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante el uso de energías renovables en la generación de electricidad. Los resultados se presentan a continuación:

- Desempeño financiero

En 2021, los resultados financieros de la CFE mostraron disminuciones en sus indicadores de rentabilidad y generación de valor económico; ello significa que existen áreas de mejora en la cadena de valor de la CFE (generación, transmisión y distribución).

De acuerdo con los Estados Financieros Dictaminados de 2021 de la CFE de fecha 6 de abril de 2022, la empresa registró pérdidas, disminuyeron el Retorno sobre activos (ROA) y Retorno sobre el capital (ROE), y el Retorno sobre el capital empleado (ROCE) fue de cero; el EBITDA, fue menor que el año anterior, y la generación de valor económico (a través del indicador Valor Económico Agregado, EVA) registró una baja.

- Gobernanza

La CFE continuó con una organización y estructura corporativa integrada, que sesionó con regularidad y atendió una agenda temática conforme a sus atribuciones, dirigida y administrada por un Consejo de Administración y un Director General; asimismo, el Consejo de Administración de la EPE se integró por 9 de 10 integrantes, propuestos y designados por el Titular del poder Ejecutivo Federal y ratificados por el Senado de la República, y un consejero designado por los trabajadores de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias.

El Consejo de Administración contó con el apoyo de cuatro comités especializados para llevar a cabo la conducción central de la Comisión Federal de Electricidad: a) Comité de Auditoría; b) Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones; c) Comité de Estrategia e Inversiones, y d) Comité de Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios, los cuales establecieron

políticas y directrices en sus respectivas áreas de competencia; realizaron recomendaciones al Consejo sobre la aprobación de los aspectos relacionados con su operación y atribuciones, y llevaron a cabo actividades de supervisión y seguimiento de su gestión.

Por lo que respecta a la gestión de riesgos empresariales, se observó que, la CFE contó con la Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos (MER) de la CFE, sus EPS y EF, como un documento complementario de los Lineamientos que regulan el Sistema de Control Interno de la empresa; dispuso de la Matriz de Administración de Riesgos de la CFE, sus EPS y EF, por medio de la cual identificó y clasificó 6,749 riesgos a los que se encontró expuesta la empresa, así como del Programa de Trabajo de Administración de Riesgos (PTAR), en el que se programaron las acciones de control para la implementación de las estrategias y acciones definidas.

La EPE debe definir e implementar una metodología y/o criterios que incluyan las directrices, reglas o instrucciones a seguir para conocer el porcentaje de avance que debe tener cada una de las acciones de control o tareas para establecer que éstas se encuentran en etapa de terminación, en curso o atrasadas.

- Desempeño operativo

En 2021, las 5 EPS de generación de la CFE, produjeron 115,743,900,064.6 kilowatts hora (kWh), con un cumplimiento del 100.2%, respecto de la meta. En el periodo 2018-2021, la energía eléctrica generada por las 5 EPS de CFE disminuyó 23.3%, por lo que su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se redujo 9.1 puntos porcentuales (p.p.) al pasar de 48.6% a 39.5%, en tanto que los Productores Externos de Energía (PEE), administrados por CFE Generación V y otros generadores privados, aumentaron en la misma proporción, al pasar de 51.4% a 60.5%.

En promedio, el parque de generación de CFE tiene una antigüedad de 43.4 años, en comparación con los 13.7 años que tienen las centrales de los PEE. De las 155 centrales de la CFE que generaron energía, 65 (41.9%) excedieron su vida útil.

En 2021, el costo promedio ponderado de generación de las 155 centrales propiedad de la CFE fue de 1.74 pesos/kWh; la CFE Generación V, registró un costo promedio ponderado de 1.02 pesos/kWh.

Los costos unitarios por tipo de tecnología y su relación con la energía generada, mostraron que las centrales de mayor costo unitario del parque de generación fueron las de combustión interna, ya que el costo por kWh fue de 4.08 pesos, contrario a la producida mediante las energías nuclear e hidroeléctrica, que fue de 0.70 pesos y 0.75 pesos por un kWh de energía, respectivamente. Las centrales más eficientes fueron las de tecnología nuclear, hidroeléctrica, geotérmica y ciclo combinado, ya que generaron 83.5% de la energía producida y representaron 68.3% del costo de generación total de la energía de la CFE. Por lo que corresponde a las centrales carboeléctricas, eólicas, termoeléctricas, de turbogas y

combustión interna, éstas reportaron el 16.5% de toda la energía generada y el 31.6% de los costos totales.

La CFE puso en marcha el Plan de Modernización de Centrales Hidroeléctricas de la CFE, en el que se incluyeron proyectos para garantizar hasta 50 años más de vida útil a este tipo de centrales que incluyeron la modernización y repotenciación de 12 centrales hidroeléctricas y el incremento de su capacidad en 272.4 Megawatts (MW), y cuyos trabajos se realizarán del 2021 al 2027.

Por lo que corresponde al segmento de transmisión, en 2021, por medio del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035 y del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT) 2021-2035, la Secretaría de Energía (SENER) instruyó ejecutar 19 proyectos para la ampliación de la Red Nacional de Transmisión (RNT), de los cuales 13 tienen prevista una inversión por 20,208.0 millones de pesos (MDP) y con fechas necesarias para su conclusión entre abril de 2020 y abril de 2027. Además, la SENER instruyó 14 proyectos de modernización de la RNT, de los cuales ninguno fue aprobado a 2021, por los consejos de administración de la CFE y de CFE Transmisión.

En 2021, de los índices que miden la continuidad del servicio público de transmisión de energía eléctrica, 2 de 3 se encontraron dentro del límite establecido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El índice de disponibilidad de los elementos de la RNT (IDT) fue de 99.5% a nivel nacional, 0.5 p.p. por encima del límite anual nacional de 99.0%, lo que significó que la RNT contó con una mayor disponibilidad de su capacidad para el traslado de energía; en tanto que el índice de frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI) registró un resultado favorable a nivel nacional de 0.10 interrupciones promedio por usuario, al encontrarse dentro del límite anual nacional establecido por la CRE de 0.20 interrupciones promedio por usuario, y 44.4% inferior a la meta establecida de 0.18. El índice de duración promedio anual de las interrupciones de la RNT (SAIDI) rebasó en 4.0% el límite anual nacional y en 14.7% la meta de 2.85 minutos promedio sin servicio por usuario.

Respecto del indicador de energía no suministrada, en 2021, CFE Transmisión dejó de proveer 3,387.0 Megawatts hora (MWh) a los usuarios finales, al rebasar en 12.9% la meta de 3,000.0 MWh, afectando a 12,656,805 usuarios, debido a las 426 interrupciones y/o fallas en la RNT, de las cuales 177 fueron atribuibles al transportista y 249 a casos fortuitos o de fuerza mayor.

En el periodo 2017-2021, el índice de disponibilidad de los elementos de la RNT (IDT) no presentó variaciones y mantuvo su capacidad disponible por encima del límite establecido; el índice de la frecuencia promedio de interrupciones en la RNT (SAIFI), disminuyó 56.5%, al pasar de 0.23 a 0.10 interrupciones promedio por usuario, resultados por debajo del límite establecido de 0.20 a nivel nacional; el índice de duración promedio anual de las interrupciones en la RNT (SAIDI), aumentó 33.0%, al pasar de 4.60 a 6.12 minutos promedio; en tanto que la energía no suministrada en la RNT disminuyó 13.9%, al pasar de 3,933.0 MWh

a 3,387.0 MWh, y los usuarios afectados por fallas e interrupciones en la red se redujeron 37.3%, al pasar de 20,178,382 a 12,656,805 usuarios.

En 2021, las pérdidas técnicas en transmisión ascendieron a 7,802.4 GWh (2.4%), resultado inferior en 0.6 p.p., a la meta límite de 3.0% establecida en el Programa Operativo Anual (POA). En términos económicos, de 2018 a 2019, el valor de las pérdidas aumentó 16.2%, de 745,503.1 a 866,075.1 mdp; en tanto que, de 2019 a 2021, se redujo 7.1%, ya que en el último año fue de 804,629.4 mdp; la CFE implementó 5 proyectos para la reducción de pérdidas, de los que 1 se concluyó y los 4 restantes presentaron avances de entre el 5.0% y 20.0%.

En el PRODESEN 2021-2035, se asignó a CFE Distribución, 28 proyectos, en 2021, con una inversión prevista de 3,600.7 MDP, de los cuales 3 son para sustitución de transformadores y mantener los niveles de tensión de las subestaciones dentro de límites establecidos, a fin de preservar la calidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con una inversión de 680.4 MDP; 10 para ampliar líneas de distribución, con 1,203.0 MDP, y 15 para la instalación de nuevas subestaciones y regular los niveles de tensión, con una inversión programada de 1,717.3 MDP. Los proyectos fueron instruidos por la SENER en 2021, con una fecha necesaria de entrada en operación entre abril de 2023 y abril de 2026, y se encontraron en elaboración de caso de negocio por parte de las divisiones regionales.

En el periodo 2018-2021, la SENER instruyó a CFE Distribución realizar 126 proyectos de ampliación, al cierre de 2021, se concluyeron 13 proyectos; 49 se encuentran en ejecución, 52 se encontraron en la elaboración de caso de negocio por parte de las divisiones regionales, y 12 estaban en proceso de obtención de la Clave de Registro Única (CRU) por parte de la Subdirección Estratégica de Proyectos de Inversión perteneciente a la Dirección de Finanzas de la CFE, a fin de identificar el proyecto aprobado e iniciar su ejecución.

En 2021, de los índices que miden la continuidad del servicio público de distribución de energía eléctrica, 2 de 3 se encontraron dentro del límite establecido por la CRE. El índice de la duración promedio de interrupciones (SAIDI) registró un resultado de 20.625 minutos, inferior en 29.375 al límite nacional de 50.0 minutos y 0.640 por debajo de la meta institucional de 21.265 minutos; el índice de la frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI) obtuvo un resultado de 0.428 interrupciones, inferior en 0.512 del límite nacional de 0.94 y en 0.027 de la meta institucional de 0.455 interrupciones; el índice de duración promedio de las interrupciones por usuario (CAIDI) registró 48.163 minutos, resultado inferior en 4.837 al límite nacional de 53.0 minutos, y 1.442 por arriba de la meta de 46.721 minutos.

En 2021, se afectaron 68,595,706 usuarios a nivel nacional por fallas en las RGD, de los cuales 48,798,889 (71.1%) fue por casos fortuitos o de fuerza mayor y los 19,796,817 (28.9%) por causas atribuibles al distribuidor. En el periodo 2017-2021, el índice de la duración promedio de interrupciones en las RGD (SAIDI), disminuyó 29.5%, al pasar de 29.264 a 20.625 minutos; el índice de frecuencia promedio de interrupciones (SAIFI), se redujo 25.6%, al pasar de 0.575 a 0.428 interrupciones; el índice de duración promedio de las interrupciones por usuario (CAIDI) se contrajo 5.3%, al pasar de 50.874 a 48.163 minutos; además, los usuarios perjudicados disminuyeron 19.3%.

En 2021, de los 242,098.2 GWh de energía que CFE Distribución recibió, entregó 208,713.2 GWh, lo que significó una pérdida de 13.8% (33,385.0 GWh), superior en 1.1 p.p. respecto del límite de 12.7%, establecido en el POA. Las pérdidas técnicas significaron el 6.2% (15,010.1 GWh) y las no técnicas el 7.6% (18,374.9 GWh).

La cartera vencida en 2021 ascendió a 70,969.3 MDP, cifra superior en 10.3% a la meta de 64,314.2 MDP. Del total de la cartera vencida, el 94.6% (67,105.5 MDP) correspondió a los montos en rezago; 2.3% (1,629.9MDP) a los previstos por recuperar vía convenio, y 3.1% (2,233.9MDP) a los incobrables, que corresponden a los servicios dados de baja por falta de pago en el suministro de electricidad. El sector doméstico concentró 66.1% (44,328.3 MDP), situación que persiste desde 2018, aun cuando la tarifa del sector se encuentra subsidiada.

Por lo que respecta a las métricas de cobranza, en 2021, CFE SSB registró un índice de cobrabilidad de 98.20%, superior en 0.18% a la meta de 98.02%; el indicador de rotación de cartera vencida presentó un resultado de 66.38 días.

En 2021, CFE SSB reportó ingresos en el indicador de ventas de energía eléctrica por 375.8 mil millones de pesos (MMDP), inferior en 5.4% (21.4 MMDP) respecto de la meta de 397.2 MMDP, sin incluir usos ilícitos ni error de facturación. Respecto de lo reportado en los Estados Financieros Dictaminados de la CFE SSB de 2021, se identificó que fueron 381,414.5 MDP por la venta de energía, los cuales no le permitieron a la empresa cubrir sus costos y gastos de operación que ascendieron a 574,261.0 MDP. De acuerdo con la CFE, ello se debió principalmente, al incremento en los precios del gas natural originado por la emergencia climática en Texas durante febrero de 2021.

En el año de revisión, los precios medios de las tarifas para los sectores agrícola y doméstico fueron los más bajos con 0.64 y 1.29 pesos/kWh, lo que benefició al 89.3% (41,683,773) del total de los usuarios (46,652,629); en tanto que los precios medios de los sectores de servicios y comercial fueron los más altos con 3.71 y 3.56 pesos/kWh.

En el periodo 2018-2021, los sectores: doméstico, comercial, de servicios, agrícola, mediana y gran industria aumentaron sus precios medios de las tarifas en 5.7%, 7.6%, 6.0%, 14.3%, 7.1% y 9.2%, respectivamente.

- Avance en la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible

En 2021, la CFE contó con los indicadores de “Cobertura a nivel nacional de energía eléctrica”, con el que alcanzó el 99.21%; “Porcentaje de energía neta generada con energías limpias y/o diversas” que registró un resultado de 38.65%, cifra superior en 3.45 p.p. respecto de la meta de 35.20%, y “Emisiones de CO₂ por MWh”, por 0.577 toneladas de CO₂ por MWh (tonCO₂/MWh), cifra inferior en 7.5% a la meta establecida de 0.624 tonCO₂/MWH.

Asimismo, se identificó que, Generación I y II superaron en 4.93 p.p. y 8.84 p.p. el porcentaje de generación por fuentes limpias; respecto del indicador de “Emisiones de CO₂ por MWh”, las EPS de Generación II, III y IV, registraron una menor producción de CO₂ en la generación

de energía eléctrica. En contraste, CFE Generación III, IV y VI, no alcanzaron sus metas de generación de energía por medio de fuentes limpias, debido a un mayor despacho de energía generada por fuentes no renovables y a una menor generación de sus centrales hidroeléctricas; además, Generación I y VI produjeron 0.8% y 6.6% más de CO₂ por MWh de lo programado.

Opinión del grupo auditor

En opinión del grupo auditor, en 2021, la Comisión Federal de Electricidad alcanzó el 99.21% de la cobertura a nivel nacional de energía eléctrica; el 38.65% de la energía generada por la EPE fue mediante fuentes limpias, superior en 3.45 puntos porcentuales, mayor que la meta de 35.20%, y el precio medio de la electricidad suministrada para uso doméstico en México fue de 2.19 pesos/kWh, cifra inferior en 0.10 pesos/kWh al precio de la electricidad reportado por Estados Unidos (2.29 pesos/kWh), lo que benefició al 89.3% (41,683,773) del total de los usuarios (46,652,629), en atención de su objeto de actuar de manera transparente, honesta, eficiente, con sentido de equidad, y responsabilidad social y ambiental, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad para minimizar los costos de la industria eléctrica en beneficio de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional. CFE como Empresa Productiva del Estado enfrentó restricciones que incidieron en el cumplimiento de su objetivo de generar valor económico y rentabilidad para el Estado.

El grupo auditor identificó áreas de mejora para la EPE relacionadas con la necesidad de: a) fortalecer las inversiones en las centrales de generación, así como en la infraestructura de las redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución, que permitan el incremento de la eficacia y eficiencia de sus procesos, y mejore sus indicadores de rentabilidad y generación de valor económico, que conduzca al fortalecimiento de su estructura financiera en el mediano plazo para prestar el servicio de energía eléctrica con calidad y sentido social; b) perfeccionar las estrategias para reducir las pérdidas de energía en los procesos de transmisión y distribución, y c) desarrollar, ejecutar y concluir los programas y proyectos instruidos por la SENER para la modernización y ampliación de las redes Nacional de Transmisión y las Generales de Distribución, a fin de continuar con la contribución en la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Hugo Túlio Félix Clímaco

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinados por la Auditoría Superior de la Federación y que se presentó a este órgano técnico de fiscalización para efectos de la elaboración definitiva del Informe General Ejecutivo del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública.

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Evaluar el desempeño financiero de la CFE, con base en sus Estados Financieros Consolidados Dictaminados, a fin de analizar la generación de valor económico y su rentabilidad, en 2021.
2. Evaluar la gobernanza ejercida, en 2021, por la CFE para llevar a cabo la conducción central de la EPE, mediante el análisis del desempeño del Consejo de Administración y los comités especializados para la definición, supervisión y seguimiento de las directrices en las áreas estratégicas de la empresa.
3. Evaluar el Sistema de Gestión de Riesgos adoptado por la CFE, a fin de controlar los riesgos a los que se encontró expuesta la empresa en 2021, en los procesos de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica.
4. Analizar la energía eléctrica generada por las empresas subsidiarias de la CFE, en 2021, así como la energía vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista.
5. Evaluar el estado de la infraestructura de las centrales eléctricas de la CFE en 2021, a fin de verificar si se encuentran operando en condiciones óptimas.
6. Determinar el costo de generación de electricidad, en cada una de las centrales de generación administradas por las Empresas Productivas Subsidiarias de la CFE, y determinar si los costos fueron recuperados bajo el contrato legado y en el Mercado Eléctrico Mayorista, en 2021.
7. Analizar las metas y los avances de la modernización y repotenciación de las centrales hidroeléctricas, en 2021.
8. Evaluar los proyectos para la ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión, en 2021.

9. Evaluar la continuidad del servicio público en la transmisión de energía eléctrica en 2021, conforme los estándares establecidos por la Comisión Reguladora de Energía.
10. Analizar la cantidad de energía eléctrica perdida en el proceso de transmisión y determinar su impacto económico, en 2021.
11. Evaluar los proyectos para la ampliación de las Redes Generales de Distribución, en 2021.
12. Evaluar la continuidad del servicio público en la distribución de energía eléctrica en 2021, conforme los estándares establecidos por la CRE.
13. Analizar las pérdidas de energía eléctrica presentadas en el proceso de distribución y las repercusiones financieras que representaron en las tarifas a los usuarios finales, en 2021.
14. Verificar el acceso abierto a las redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución para las centrales eléctricas y centros de carga solicitantes, mediante la revisión del cumplimiento de las instrucciones del Centro Nacional de Control de Energía; la suscripción y cumplimiento de los contratos entre CFE Transmisión y CFE Distribución y los solicitantes, en 2021.
15. Analizar la cartera vencida de la CFE en 2021, a fin de determinar el rezago total y el monto de los pagos pendientes por cobrar a los usuarios finales en los distintos sectores de consumo y las estrategias implementadas para contener y reducir la misma.
16. Analizar el precio medio de las tarifas eléctricas reguladas y de los subsidios otorgados por el Gobierno Federal, en 2021.
17. Verificar el avance de la CFE en el cumplimiento de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, en lo relativo al uso de energías renovables en la generación de electricidad, en 2021.

Áreas Revisadas

La Oficina del Abogado General; la Coordinación de Control Interno; las direcciones corporativas de Finanzas; de Operaciones; de Administración; de Planeación Estratégica; la Subdirección de Negocios No Regulados, y la Coordinación de Generación Hidroeléctrica, adscritas a CFE Corporativo.

Las direcciones generales de las Empresas Productivas Subsidiarias de CFE Generación I, II, III, IV, V y VI, así como la Unidad de Control de Gestión y Desempeño, adscrita a CFE Generación III.

La Dirección General; la Unidad de Estrategia y Regulación; las coordinaciones de Redes de Transporte Eléctrico y de Monitoreo y Operación de Activos; la Gerencia de Ampliación y Modernización; la Unidad de Estrategia y Regulación, adscritas a CFE Transmisión.

La Dirección General; las Gerencias de Medición, Conexiones y Servicios; de Planeación; de Proyectos y Construcción, así como la Subgerencia de Operación y Mantenimiento de Distribución, adscritas a CFE Distribución.

La Supervisoría de Finanzas; las gerencias de Mercadotécnica y Estrategia Comercial; de Gestión de Suministros Eléctricos, y el Departamento de Facturación y Cobranza de CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos: Art. 134, Par. Primero.
2. Ley General de Responsabilidades Administrativas: Art. 7, Frac. I y VI.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 4, Par. primero; Art. 50, Frac. III; Art. 54, Frac. I; Art. 115; Ley de la Industria Eléctrica, Art. 14, Par. Primero y Segundo; Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 1, Par. segundo, Art. 29, Frac. XIV; Manual de Organización de la Comisión Federal de Electricidad, Numeral 1.0.0.2, funciones 7 y 10, y Metodología del Modelo Empresarial de Riesgos de la Comisión Federal de Electricidad, sus Empresas Productivas Subsidiarias y Empresas Filiales, Apartados V, numeral V.1 y VII, numeral VII.2; Acuerdo de creación de la empresa productiva subsidiaria de la CFE, denominada CFE Transmisión, Art. 5, Frac. III y IV; Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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, numerales 18 y 19.1.3, Inc. d); Programa Operativo Anual de la Comisión Federal de Electricidad; Acuerdo de creación de la Empresa Productiva Subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad, denominada CFE Distribución, Art. 2; Art. 5, Frac. III; Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, Art. 37, Par. Segundo, Frac. V.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover o emitir las acciones derivadas de la auditoría practicada encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracciones II, párrafo tercero, y IV, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 10, fracción I, 14, fracción III, 15, 17, fracción XV, 36, fracción V, 39, 40, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.