

Comisión Reguladora de Energía

Regulación y Supervisión en Materia de Electricidad a Cargo de la CRE

Auditoría de Desempeño: 2018-0-45100-07-1578-2019

1578-GB

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 2018 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

Fiscalizar el desempeño de la CRE en la regulación y supervisión del sector eléctrico.

Consideraciones para el seguimiento

Los resultados, observaciones y acciones contenidos en el presente informe individual 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 individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

Para analizar, de manera integral, el desempeño de la CRE y evaluar la eficacia, la eficiencia y la economía de este Órgano Regulador Coordinado, en materia de electricidad, la auditoría comprendió la revisión de: a) el cumplimiento de su objeto, a partir de la evaluación de la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) respecto de la incorporación de particulares, mediante permisos para la generación y suministro de energía eléctrica, y de la emisión de reportes anuales para supervisar los resultados de los indicadores de confiabilidad, estabilidad y seguridad del suministro eléctrico; b) la evaluación financiera, para analizar si la CRE, en 2018, fue autosuficiente presupuestalmente, para cumplir con sus atribuciones como Órgano Regulador; c) el desempeño operativo de la CRE, para evaluar el fomento del desarrollo eficiente del sector eléctrico, mediante la planeación y programación de la normativa necesaria para la operación del mercado y el cumplimiento de los procedimientos de análisis de impacto regulatorio; el establecimiento de las tarifas para el cobro del

suministro básico de electricidad, y la supervisión y sanción, que garanticen el cumplimiento de la regulación del sector eléctrico, y d) la gobernanza, para analizar si, en 2018, la CRE operó con autonomía técnica y de gestión, e implementó las mejores prácticas en la materia; gestionó de forma adecuada sus riesgos, y contribuyó en el cumplimiento de la Agenda 2030.

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. Los datos proporcionados por el ente fiscalizado fueron, en lo general, suficientes, de calidad, confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación, respecto del cumplimiento de objetivos y metas relativos al desempeño de la CRE en la regulación y supervisión del sector eléctrico.

Antecedentes

En la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 22 de diciembre de 1975, se estableció que la prestación del servicio público de energía eléctrica correspondía a la Nación y estaba a cargo de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En los primeros años de la década de los ochenta, México entró en un periodo económico caracterizado por crisis financieras, incremento de la deuda pública e inflación, lo que provocó que el precio del combustible para la generación eléctrica aumentara, al igual que las tarifas eléctricas para los consumidores comerciales e industriales; debido a lo anterior, existieron dificultades para satisfacer la creciente demanda de electricidad, aunado a la falta de inversión en infraestructura eléctrica.^{1/}

En la década de los noventa, el sector eléctrico presentaba, en el ámbito internacional, problemáticas que se concentraban en la deficiente operación de los participantes, subsidios crecientes y limitaciones de financiamiento por parte del sector público,^{2/} por lo que se estableció el “Modelo 1990” cuyos esfuerzos se enfocaron en la institucionalización de la regulación, mediante estrategias dirigidas a la creación de una entidad reguladora autónoma y la participación del sector privado en la generación y distribución de electricidad.^{3/} Estas reformas fueron adoptadas por el 70.0% de los países en desarrollo, con la intención de que la competencia generara precios más bajos y una mejor calidad en el servicio para los consumidores.

^{1/} Center for Energy Economics Bureau of Economic Geology, The University of Texas at Austin e Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Guía de la Industria Eléctrica en México, primera edición, 2006, p. 15.

^{2/} Las subvenciones al sector se multiplicaron y las tarifas se establecieron por debajo de los niveles de recuperación de sus costos.

^{3/} World Bank Group, Rethinking Power Sector Reform in the Developing World, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

Al respecto, el Estado mexicano comenzó un proceso de reestructuración para estimular una mayor inversión privada en la infraestructura del sector eléctrico,^{4/} por lo que, en 1992 la LSPEE fue reformada para permitir la participación privada de manera limitada en la generación eléctrica, con el fin de corregir la crisis del suministro de electricidad, lo que condujo a la formalización de contratos de largo de plazo entre la CFE y privados y, se fomentó la inversión en la infraestructura del país para aumentar su capacidad de suministro.

En la década de los 90's, la CFE, como organismo descentralizado, mantenía bajo su control las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad; la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal reconoció la necesidad de regular la participación de los privados en el sector eléctrico, por lo que, en 1993, se publicó el Reglamento de la LSPEE, en el que se establecieron los criterios para regir las actividades de generación, exportación e importación de energía eléctrica de los particulares. Asimismo, mediante decreto del Ejecutivo Federal, el 4 de octubre de ese mismo año, fue creada la Comisión Reguladora de Energía (CRE) como Órgano Administrativo Desconcentrado, con el objetivo de promover el desarrollo eficiente del suministro y venta de energía eléctrica, la generación, exportación e importación de la energía eléctrica por parte de los particulares, y la adquisición de energía eléctrica que se destinaría al servicio público.^{5/} Además, para 1995, se promulgó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía que le otorgó autonomía técnica, operativa, de gestión y decisión,^{6/} así como facultades para otorgar y revocar los permisos y autorizaciones en materia de generación de energía eléctrica para cada una de las actividades; autorizar la transferencia de los derechos derivados de los permisos, y establecer las condiciones pertinentes en los permisos de acuerdo con lo previsto en la normativa.

Pese a las transformaciones en el sector eléctrico implementadas a partir de 1993, las problemáticas persistieron, principalmente debido a la falta de inversión en el capital social, ello tuvo como consecuencia: tarifas eléctricas altas; limitaciones en la producción de electricidad; falta de un árbitro imparcial que decidiera qué electricidad se vende, y problemas para usar energía menos contaminante.^{7/}

En 2008, se publicaron en el DOF el "Decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley de la Comisión Reguladora de Energía", y el "Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética". Estas reformas fortalecieron a la CRE en cuanto a su naturaleza, estructura y funcionamiento, además de que le confirieron mayores atribuciones para regular el sector de electricidad, así como la generación con fuentes renovables de energía.

^{4/} Wood Duncan, La nueva reforma energética de México, Estados Unidos, México Institute Woodrow Wilson International Center for Scholars, 2018.

^{5/} Comisión Reguladora de Energía, Ley de la Comisión Reguladora de Energía, México, CRE, 1995.

^{6/} Comisión Reguladora de Energía, 20+1 CREando confianza para los mexicanos, libro de aniversario, 2015.

^{7/} Secretaría de Gobernación, Reforma Energética. Resumen Ejecutivo, México, SEGOB, 2013.

A pesar de las reformas que se realizaron en el sector energético, éste siguió presentando problemas, principalmente porque las tarifas no eran competitivas, aun cuando eran subsidiadas, lo que provocó que, en algún momento, fueran 25.0% más altas que en Estados Unidos. Esto provocó la necesidad de incrementar la inversión en el sector para lograr reducir los costos de producción y de esta manera disminuir las tarifas, por lo que, ante la imposibilidad del Estado para destinar mayores recursos, se consideró necesaria la participación privada, situación que culminó con la promulgación de la Reforma Energética en 2013.

Para 2013, con motivo de la Reforma Energética, se reestructuró nuevamente el sector eléctrico, se publicó en el 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”, en el cual se permite la libre competencia en las actividades de generación y comercialización de energía eléctrica para las cuales se debe obtener un permiso.

Lo anterior requirió ajustes en materia de regulación, debido a que los cambios del sector eléctrico incluían una mayor participación de la iniciativa privada, por lo que el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF los decretos por los que se expedieron la Ley de la Industria Eléctrica y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y se abrogaron la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica y la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, provocando que la CRE dejara de ser un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía, convirtiéndose en un Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, que se encargaría de ejercer la regulación técnica y económica en materia de electricidad, a fin de promover el desarrollo eficiente del sector energético, por lo que se le dotó de personalidad jurídica y la facultad de disponer de los ingresos y aprovechamientos por los servicios prestados.

En este marco regulatorio, la CRE es responsable de emitir la regulación del sector energético, supervisar y vigilar su cumplimiento, promover la competencia, proteger los intereses de los usuarios y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, convirtiéndose en un actor central para el desarrollo de la industria.

En 2018, en la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación se estableció que a la CRE le corresponde regular de manera transparente, imparcial y eficiente las actividades de la industria energética que son de su competencia, a fin de generar certidumbre que aliente la inversión productiva, fomentar una sana competencia, propiciar una adecuada cobertura y atender a la confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios a precios competitivos, en beneficio de la sociedad.

En la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, se empleó el enfoque de auditoría continua, con la finalidad de mantener un seguimiento constante sobre el desempeño de la CRE. Dicho enfoque consistió en evaluar el avance en la atención de las problemáticas o deficiencias detectadas en la revisión de la Cuenta Pública 2016, la prevalencia de estas problemáticas o

su agudización,^{8/} con el objeto de producir resultados, simultáneamente o en un pequeño periodo después de la ocurrencia de eventos relevantes.^{9/}

El presente informe corresponde a la auditoría núm. 1578-GB “Regulación y supervisión en materia de electricidad a cargo de la CRE”, que tiene el objetivo de fiscalizar el desempeño de la CRE en la regulación y supervisión del sector eléctrico, con el análisis de las vertientes siguientes: 1) Cumplimiento del objetivo de la CRE; 2) Desempeño financiero; 3) Desempeño operativo y 4) Gobernanza.

Resultados

1. Expansión del Sistema Eléctrico Nacional

En el periodo 1995-2012, en México existía un modelo de industria eléctrica monopólica, para la cual, en materia de generación de energía eléctrica, se otorgaban permisos de autoabastecimiento,^{10/} cogeneración,^{11/} importación, exportación, usos propios continuos, producción independiente de energía^{12/} y pequeña producción,^{13/} de acuerdo con lo establecido en la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Para el periodo 2013-2018, se transitó a un modelo de industria eléctrica abierto en el cual se facultó a la CRE para otorgar permisos de generación y suministro de energía eléctrica.

Con la fiscalización de la Cuenta Pública 2016, la ASF verificó que, en ese año, la CRE otorgó 137 permisos de generación de electricidad que representaron el 20.4% (11,984.8 MW) de la capacidad instalada del SEN en 2016 (58,767.0 MW); en materia de suministro eléctrico, se

^{8/} KPMG. (2012). Auditoría Continua y Supervisión Continua. Presente y Futuro. Estudio de KPMG en la región EMA. Descargado el 12 de diciembre de 2018, de: <https://assets.kpmg.com/content/dam/kpmg/pdf/2013/03/INFORME-ACSC-ES.pdf>.

^{9/} Tribunal de Cuentas de la Unión. (2012). Contribuições da auditoria contínua para a efetividade do controle externo. Descargado el 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>.

^{10/} Es la energía eléctrica destinada a la satisfacción de necesidades propias de personas físicas o morales.

^{11/} Para la obtención y aprovechamiento de un permiso de cogeneración era indispensable que la electricidad generada se destinara a la satisfacción de las necesidades de establecimientos asociados a la cogeneración, entendidos por tales, los de las personas físicas o morales que utilizan o producen el vapor, la energía térmica o los combustibles que dan lugar a los procesos base de la cogeneración, o sean copropietarios de las instalaciones o socios de la sociedad de que se trate, y el permisionario se obligue a poner sus excedentes de energía eléctrica a disposición de la Comisión.

^{12/} Es la generación de energía eléctrica de personas físicas o morales destinada para su venta exclusiva al suministrador a través de convenios a largo plazo.

^{13/} Es la generación de energía eléctrica de personas físicas o morales destinada totalmente para su venta a la CFE, cuya capacidad total del proyecto, en un área determinada no excede de 30 MW. Alternativamente a lo anterior y como una modalidad del autoabastecimiento se refiere a que los permisionarios destinen el total de la producción de energía eléctrica a pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que crezcan de la misma y que la utilicen para su autoconsumo, siempre que los permisionarios constituya en cooperativas de consumo, copropiedades, asociaciones o sociedades civiles, o celebren convenios de cooperación solidaria para dicho propósito y que los proyectos, en tales casos, no excedan de 1 MW.

otorgaron 19 permisos, 1 (5.3%) de tipo básico y 18 (94.7%) de calificado, con los cuales se ofrecería el servicio en distintas zonas del país, por lo que la comisión, con el otorgamiento de permisos de electricidad, propició las condiciones para expandir la infraestructura eléctrica del SEN y fomentó la incorporación de nuevos participantes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

A fin de dar continuidad a lo revisado en la Cuenta Pública 2016, el resultado se divide en dos apartados: a) Emisión de permisos y expansión de la infraestructura del SEN, 2018 y b) Indicadores de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el SEN.

a) Emisión de permisos y expansión de la infraestructura del SEN, 2018

- Permisos de generación de electricidad

Los permisos en materia de generación de energía eléctrica, otorgados por la CRE y vigentes a 2018, por modalidad, se muestran en el cuadro siguiente:

PERMISOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, VIGENTES EN 2018
(Número de Permisos y Megawatts)

Tipo de permiso	Permisos		Capacidad (MW)	
	Abs.	Part.	Abs.	Part.
Total general	1,248	100.0	128,572.5	100.0
Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica	683	54.7	41,797.7	32.5
Exportación	4	0.3	970.9	0.8
Usos Propios Continuos	30	2.4	467.6	0.4
Productor independiente	34	2.7	18,135.6	14.1
Pequeño productor	58	4.6	1,429.8	1.1
Cogeneración	117	9.4	6,184.1	4.8
Autoabastecimiento	440	35.3	14,609.8	11.4
Ley de la Industria Eléctrica	565	45.3	86,774.8	67.5
Generación	565	45.3	86,774.8	67.5
2015	211	16.9	44,525.9	34.6
2016	111	8.9	9,780.2	7.6
2017	84	6.7	14,369.0	11.2
2018	106	8.5	15,568.6	12.1
Migrados de algún esquema de la LSPEE	53	4.2	2,531.1	2.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

Nota: En el análisis no se incluyeron los 46 permisos de importación de energía eléctrica, otorgados bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, vigentes al cierre de 2018, debido a que éstos no corresponden a centrales eléctricas, ni se incluyó el permiso de autorización de importación, otorgado bajo la Ley de la Industria Eléctrica, vigente al cierre de 2018, debido a que corresponde a una central eléctrica instalada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional.

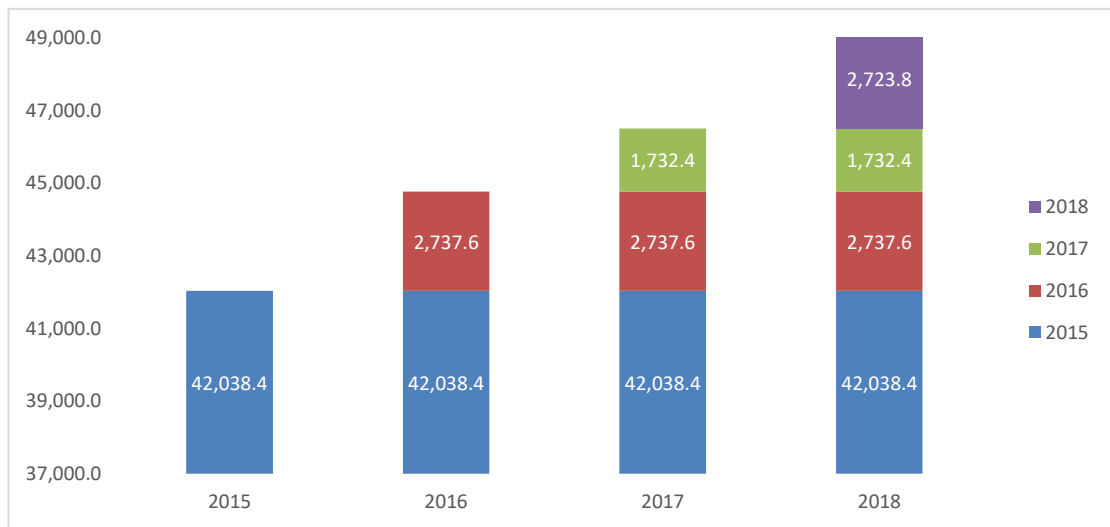
^{1/} Incluye un permiso de autorización de exportación de una central eléctrica el abasto aislado.

En el sector eléctrico, de 1963 a 2018, se otorgaron 1,248 permisos en materia de generación de energía eléctrica, vigentes al cierre de 2018, de los cuales 683 (54.7%) fueron bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, vigente antes de la reforma energética de 2013, que amparan 41,797.7 MW de capacidad; mientras que 565 permisos (45.3%) se otorgaron bajo la Ley de la Industria Eléctrica, después de 2013, que amparan 86,774.8 MW de capacidad.

En 2018, la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional^{14/} fue de 70,053.0 MW, en ese año, la CRE otorgó 106 permisos de generación con una capacidad a instalar de 15,568.6 MW, lo que representará un aumento del 22.2% de la capacidad de ese año.

La tendencia en la instalación de la capacidad establecida en los permisos otorgados por la CRE, en el periodo 2015-2018, se muestra en el grafico siguiente:

CAPACIDAD INSTALADA COMO RESULTADO DE LOS PERMISOS DE GENERACIÓN OTORGADOS POR LA CRE, EN EL PERIODO 2015-2018 (Megawatts)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

Nota: No incluye los 1,669.1 MW de permisos que migraron de algún esquema de permiso otorgado bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, al de generación de la Ley de la Industria Eléctrica.

Al cierre de 2018, de los 565 permisos de generación otorgados después de la Reforma de 2013, el 53.3% (301 permisos) estaba instalado, de los cuales 28 (1,669.1 MW) permisos migraron de algún esquema de permiso otorgado bajo la LSPEE y 273 (42,038.4 MW)

^{14/} De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

correspondieron al esquema único de generación concedidos bajo la nueva Ley de la Industria Eléctrica, la capacidad instalada de dichos permisos registró un crecimiento del 5.4%, en promedio anual.

Los permisos de generación de energía eléctrica otorgados bajo la LIE tienen la finalidad de permitir a los generadores particulares participar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Los permisionarios que, en 2018, vendieron su energía en dicho mercado se muestran en el cuadro siguiente:

PERMISIONARIOS QUE VENDIERON ENERGÍA EN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA, CON UN PERMISO DE GENERACIÓN, EN 2018
(Número de Permisos y Megawatts)

Permisos de generación	Permisos		Capacidad instalada MW		Tecnologías por permiso
	Núm.	Part.	Núm.	Part.	
Total vigentes, en 2018	565	100.0	86,774.8	100.0	n.a.
Con capacidad instalada, en 2018	301	53.3	50,901.3	58.7	n.a.
Que participaron en el MEM 2018	213	37.7	46,024.7	53.0	n.a.
De las 5 EPS de generación de la CFE	157	27.8	41,541.8	47.9	10 ciclo combinado, 6 combustión interna, 57 turbina de gas, 33 turbina de vapor, 60 turbina hidráulica, 3 carboeléctrica, 2 fotovoltaica, 1 nucleoelectrica, 2 eólicas y 3 geotérmica.
De particulares	56	9.9	4,482.9	5.2	4 eólica, 17 fotovoltaica, 8 ciclo combinado, 19 turbina hidráulica, 1 turbina de gas y turbina de vapor, 2 turbina de gas, 3 combustión interna, 1 turbina de vapor y 1 combustión interna y turbina de vapor.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

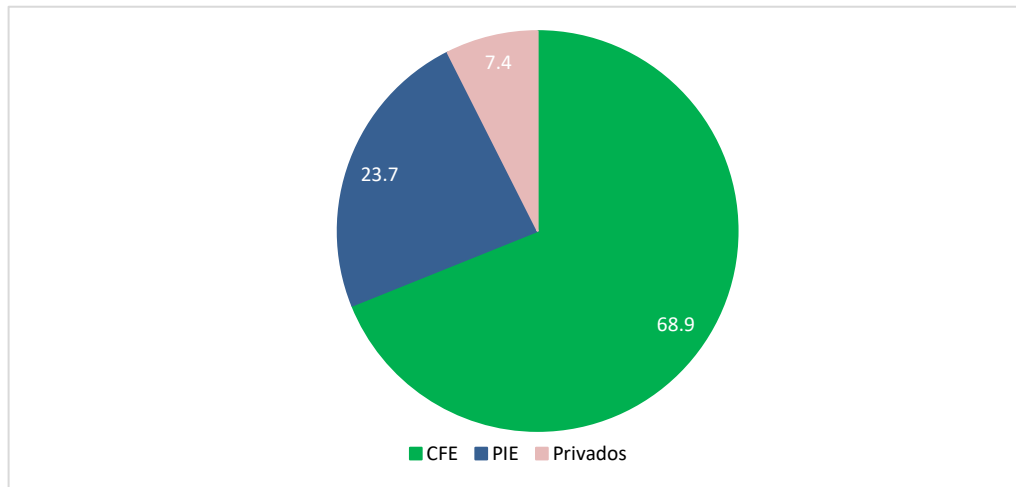
De los 565 permisos de generación de energía eléctrica (86,774.8 MW) que la CRE otorgó a partir de 2013, al cierre de 2018, el 53.3% (301 permisos) había instalado la capacidad establecida en dichos permisos, y el 37.7% (213) participó en el MEM (46,024.7 MW).

De los 213 permisionarios que participaron en el MEM, 157 (73.7%) correspondieron a centrales generadoras de las EPS CFE Generación I, II, III, IV y VI, mientras que 56 (26.3%) fueron de particulares.

Los generadores privados participaron con 4,482.9 MW de capacidad instalada, lo que representó el 9.7% del total de capacidad instalada que ofertó energía en el MEM, de los cuales el 69.8% (3,128.8 MW) de la capacidad instalada fue de centrales eléctricas de tecnologías renovables: 1,904.3 MW fotovoltaica, 948.0 MW eólica y 276.5 MW hidroeléctrica; lo anterior denota que la apertura del segmento de generación de energía eléctrica a participantes privados ha permitido una mayor incorporación de energías renovables en la generación de electricidad en el país.

Adicionalmente, a 2018, existían 30 Productores Independientes de Energía (PIE), que fueron representados en el MEM por la EPS CFE Generación V, los cuales tienen un permiso específico para su actividad otorgado antes de la Reforma Energética. Los 30 permisionarios bajo esta modalidad tuvieron una capacidad instalada de 14,259.9 MW, con lo cual la capacidad instalada del MEM ascendió a 60,284.6 MW. En suma, los participantes privados con un permiso de generación representaron el 7.4% de capacidad instalada en el mercado, la CFE y sus cinco EPS concentraron el 68.9%, y los generadores del esquema PIE, representados por la CFE Generación V, tuvieron el 23.7%, como se observa en el gráfico siguiente:

CAPACIDAD INSTALADA DE LOS PERMISIONARIOS QUE PARTICIPARON EN EL MEM, 2018
(Participación %)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

1/ No se incluye la capacidad de las modalidades: autoabastecimiento, cogeneración, usos propios, importación y exportación.

- Permisos de Suministro

Con la Reforma Energética de 2013, el suministro de energía eléctrica se abrió a la participación de agentes privados, ya que antes era una actividad reservada para el Estado, por lo que en el periodo 2015-2018 la CRE otorgó un total de 62 permisos de suministro de energía eléctrica, de los cuales 55 (88.7%) correspondieron a la modalidad calificada; 5 (8.1%), a suministro básico, y 2 (3.2%), a último recurso.

Los permisos de suministro de energía eléctrica tienen la finalidad de permitir a los particulares participar en el Mercado Eléctrico Mayorista. Los permisionarios que, en 2018, adquirieron energía en dicho mercado se muestran en el cuadro siguiente:

SUMINISTRADORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA QUE PARTICIPARON EN EL MEM, 2018
(Número de Permisos y Kilowatts/hora)

Concepto	Permisos		Energía adquirida	
	Núm.	Part. (%)	KWh	Part. (%)
Permisos Otorgados 2016-2018	62	100.0	-	-
Participantes en el MEM 2018	18	29.0	235,783,021.0	100.0
Suministro Básico	1	1.6	233,626,503.1	99.1
Suministro de Último Recurso	1	1.6	1,433,752.2	0.6
Suministro Calificado	16	25.8	722,765.7	0.3

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019, del 19 de septiembre del 2019, y por el Centro Nacional de Control de Energía, mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/036/2019, del 31 de mayo de 2019.

Para 2018, de los 62 permisionarios de suministro de energía eléctrica, 18 (29.0%) operaron en el MEM, de los cuales 16 (25.8%) fueron suministradores calificados que ofrecieron el 0.3% de la energía vendida en el mercado; 1 (1.6%) fue suministrador básico (CFE), que abasteció el 99.1% de la energía vendida, y 1 (1.6%) fue suministrador de último recurso, que transfirió el 0.6% de la energía vendida en el mercado.

Las entidades reguladoras tienen razón de ser sólo en el contexto de un mercado eléctrico horizontal en el que intervienen tanto el sector público como el privado, ya que la inversión privada juega un papel relevante en la generación de energía eléctrica. En este sentido, el otorgamiento de permisos de generación y suministro de energía eléctrica, así como la publicación de normativa que establece las condiciones bajo las cuales se debe desarrollar el Sistema Eléctrico Nacional, han permitido la incorporación de nuevos participantes privados en el MEM, lo que significó que, en 2018, el 7.4% de la capacidad instalada de centrales que ofertaron su energía eléctrica fueran propiedad de permisionarios particulares, adicionales al 23.7% que representaban los permisionarios del esquema PIE, mientras que en el segmento de suministro, en ese año, participaron 16 (29.0% de los permisos otorgados) suministradores calificados del sector privado que entregaron el 0.3% de la energía vendida a usuarios calificados. Estos resultados evidencian los avances de la CRE en el cumplimiento del objetivo de “Promover la competencia en el sector”.

b) Indicadores de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el SEN

Con la emisión de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se otorgaron a la CRE diversas atribuciones asociadas con la expedición, aplicación, monitoreo y vigilancia de la regulación en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN. Al respecto, el 8 de abril de 2016 se publicó en el DOF la resolución por la que la CRE expidió las Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen dichos criterios, denominado Código de Red.^{15/}

Para evaluar y monitorear el desempeño del SEN, la CRE emitió el Reporte de Confiabilidad 2016 – 2017, publicado el 19 de abril de 2018, cuyos resultados se presentan en el cuadro siguiente:

^{15/} El Código de Red establece las disposiciones generales del SEN; así como los manuales regulatorios de planeación, estados operativos, control y operación de la generación, la coordinación operativa y los requerimientos técnicos para la interconexión de centrales eléctricas y para la conexión de centros de carga.

INDICADORES DE CALIDAD, CONFIABILIDAD, CONTINUIDAD, SEGURIDAD
Y SUSTENTABILIDAD ESTABLECIDOS POR LA CRE PARA EVALUAR EL DESEMPEÑO DEL SEN, 2016-2018

Núm.	Indicador	Materia	Aplicación	Nivel	Sistema	Meta Anual	2016	2017	2018
1	Margen de Reserva Operativa (Porcentaje)	Seguridad del suministro / Confiabilidad	CENACE	Sistema Interconectado	SEN	95.0%	99.16%	99.77%	n.d.
					SIN		99.96%	99.60%	n.d.
					SBC		99.90%	100.00%	n.d.
					SBCS		98.56%	99.60%	n.d.
					SMulegέ		98.27%	99.87%	n.d.
2	Índice de calidad de frecuencia (Segundos)	Calidad / Confiabilidad	CENACE	Sistema Interconectado	SIN	150	99.99	100.0	n.d.
					SMulegέ		100.0	99.99	n.d.
					SBCS		100.0	99.99	n.d.
3	Índice de calidad de tensión (Horas al mes)	Calidad / Confiabilidad	CENACE	SEN y Regional	Central	0.0024	0.00141	0.00218	n.d.
					Oriental		0.00015	0.00016	n.d.
					Occidental		0.00086	0.00037	n.d.
					Noroeste		0.00001	0.00266	n.d.
					Norte		0.00009	0.00040	n.d.
					Noreste		0.00019	0.00001	n.d.
					Peninsular		0.00011	0.00000	n.d.
					SBC		0.00000	0.00000	n.d.
					SBCS		0.00008	0.00006	n.d.
Mulegέ	0.00000	0.00009	n.d.						
4	Disturbios (Eventos)	Seguridad / Continuidad/ Confiabilidad	CENACE	Alta, media y baja relevancia	SEN	No aplica	8,449	15,878	n.d.
5	Estados operativos (Eventos)	Seguridad / Continuidad/ Confiabilidad	CENACE	Alerta, emergencia y restaurativo	Alerta	No aplica	228	1,156	n.d.
					Emergencia		35	44	n.d.
					Restaurativo		2	0	n.d.

Núm.	Indicador	Materia	Aplicación	Nivel	Sistema	Meta Anual	2016	2017	2018
6	Índice de disponibilidad 161, 2030 y 400 kV (Horas al mes)	Confiabilidad / Continuidad	Transmisión	Regional	Baja California	99.0	99.02	98.74	n.d.
					Noroeste	99.0	99.41	99.19	n.d.
					Norte	99.0	99.44	99.56	n.d.
					Noreste	99.0	99.2	99.09	n.d.
					Central	99.0	99.65	99.73	n.d.
					Oriental	99.0	99.53	99.73	n.d.
					Peninsular	99.0	99.51	99.58	n.d.
					Occidental	98.5	98.39	99.75	n.d.
					Sureste	98.5	98.72	99.66	n.d.
7	Índice SAFI (Interrupciones)	Confiabilidad / Continuidad	Transmisión	Regional y Nacional	SEN	0.20	0.0655	0.231	n.d.
			Distribución	División de Distribución	Promedio	0.94 y 1.52	0.71	0.58	n.d.
8	Índice SADI (minutos)	Confiabilidad / Continuidad	Transmisión	Regional y Nacional	SEN	3	2.21	4.601	n.d.
			Distribución	División de Distribución	Promedio	50 y 108	29.93	28.41	n.d.
9	Índice CAIDI (minutos)	Confiabilidad / Continuidad	Distribución	División de Distribución	Promedio	53 Y 70.93	44	51	n.d.
10	Energía no suministrada en RNT (MWh)	Confiabilidad / Continuidad	Transmisión	Regional	RNT	No aplica	601.03 y 1,038.96	3,932.6 y 44,584.9	n.d.
11	Compensación de potencia reactiva (%) (minutos)	Confiabilidad / Continuidad	Distribución	División de Distribución	Promedio	80.0%	80.625%	84.78	n.d.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019, del 19 de septiembre del 2019.

SIN: Sistema Interconectado Nacional.

SBC: Sistema Baja California.

SBCS: Sistema Baja California Sur.

En 2018, la CRE, mediante el Reporte de Confiabilidad del SEN 2016 – 2017, supervisó los resultados de 11 indicadores de seguridad, calidad, continuidad y confiabilidad correspondientes a la Red Nacional de Transmisión, a las Redes Generales de Distribución y a las centrales eléctricas que entregan energía a las redes eléctricas, en los distintos sistemas interconectados que integran el SEN, de acuerdo con lo establecido en el Código de Red.

Sin embargo, la CRE no dispuso de los resultados de dichos indicadores correspondientes al ejercicio 2018, los cuales deben evaluarse de manera anual, ni de los indicadores o métricas que evalúan el desempeño del SEN en materia de sustentabilidad, y no acreditó las acciones implementadas, en coordinación con los operadores del sistema (CENACE, el Transportista y el Distribuidor), a fin de corregir las ineficiencias detectadas en el Reporte de Confiabilidad 2016-2017 y atender los parámetros de desempeño que deben ser observados de manera obligatoria, respecto del control operativo y el control físico del SEN, así como la planeación del mismo, bajo los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

La falta de indicadores en materia de sustentabilidad y del análisis y supervisión de los resultados obtenidos, en 2018, implica la existencia de deficiencias en el monitoreo constante de los parámetros de desempeño que permiten conocer el avance hacia el cumplimiento de las metas de confiabilidad, así como posibles deficiencias en la planeación del SEN, la cual se establece en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), documento que se emite de forma anual y que, de acuerdo con la norma, deberá desarrollarse procurando los principios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la CRE señaló que “El Reporte de Confiabilidad del SEN (RCSEN) integra información consolidada al cierre del año inmediato anterior a aquel en que se publica (...). Para la versión 2018 a publicarse en 2019, se integró la información consolidada al cierre de 2018. Para la publicación del RCSEN se siguen varias etapas, primero se realiza una revisión interna (...), posteriormente se realiza una revisión de manera conjunta con el CENACE, la CFE Transmisión y la CFE Distribución, y finalmente se somete a consideración y, en su caso, aprobación del Órgano de Gobierno de la CRE. (...) No obstante, (...) actualmente se encuentra pendiente de aprobarse [el RCSEN] por parte del Órgano de Gobierno de la CRE y se estima que dicha aprobación se realice durante el primer trimestre del 2020”.

Sobre el particular, la ASF determinó mantener la recomendación al desempeño, a fin de que la CRE establezca mecanismos y estrategias de control que le permitan garantizar la publicación anual del Reporte de Confiabilidad del SEN de forma oportuna, con el propósito de que el monitoreo de los parámetros de desempeño del SEN permita corregir cualquier deficiencia, en el menor tiempo posible.

En cuanto a contar con estrategias de coordinación con los operadores del sistema, a fin de corregir las ineficiencias detectadas en el Reporte de Confiabilidad, la CRE señaló que “se integró un Comité Consultivo de Confiabilidad que tiene carácter de órgano propositivo y de

opinión, cuyo objetivo es contribuir al proceso de revisión, actualización, normalización y consulta pública de los (...) criterios (...) de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red. (...) instaurado el 16 de marzo de 2018 (...) [y que] la CRE propondrá la creación de un Grupo de Trabajo dedicado a estudiar la implementación de las acciones necesarias para establecer una coordinación adecuada con el CENACE, la CFE Transmisión y la CFE Distribución, con el fin de garantizar el cumplimiento de [dichos] indicadores (...)"

Sobre el particular, la ASF determinó mantener la recomendación al desempeño, a fin de que la CRE, en coordinación con los operadores del sistema, mediante el Comité Consultivo de Confiabilidad, defina los procedimientos para evaluar los resultados de los indicadores del Reporte de Confiabilidad del SEN, con el propósito de establecer los acuerdos y las estrategias necesarias que le permitan atender las problemáticas detectadas y garantizar la operación del sistema bajo los criterios de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

Respecto del establecimiento de indicadores que evalúen el desempeño del SEN en materia de sustentabilidad, la CRE, en el transcurso de la auditoría, acreditó que en el Reporte de Confiabilidad del SEN 2018, próximo a publicarse, se incluyeron indicadores de sustentabilidad relacionados con el avance hacia la transición energética, respecto de la mayor inclusión de energías limpias para la generación de energía eléctrica; así como, del factor de emisiones del SEN, equivalente por unidad de energía suministrada al usuario final, por lo que se solventa lo observado.

2018-0-45100-07-1578-07-001 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía diseñe e implemente mecanismos de control en los procesos de elaboración y publicación anual del Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de asegurarse que dicho reporte se emita de manera oportuna, con el propósito de garantizar el monitoreo constante de los parámetros de desempeño del SEN y fortalecer su planeación, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 14, párrafos cuarto y quinto, de la Ley de la Industria Eléctrica, y Título Segundo, Capítulo Primero, Numeral 9, Norma Cuarta "Información y Comunicación", del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-002 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía, en coordinación con los operadores del Sistema Eléctrico Nacional, mediante el Comité Consultivo de Confiabilidad, defina los procedimientos para evaluar los resultados de los indicadores del Reporte de Confiabilidad del SEN, con el propósito de establecer los acuerdos y las estrategias necesarias que le permitan atender las

problemáticas detectadas y garantizar la operación del sistema bajo los criterios de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional, en términos de lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y en el numeral B.2. "Supervisión y vigilancia" del Código de Red, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2. Mecanismos de financiamiento de la CRE

Como parte del proceso de Reforma Energética, el 20 de diciembre de 2013, se 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", en donde se estableció que el Poder Ejecutivo contaría con los órganos reguladores coordinados en materia energética, entre los que se encuentra la CRE. Asimismo, quedó autorizado que dicho órgano regulador podría disponer, además de los recursos provenientes del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF), de ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos obtenidos por sus servicios en la emisión y administración de permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, y que, si al finalizar el ejercicio presupuestario existiera saldo remanente de ingresos propios excedentes, la comisión instruirá su transferencia a un fideicomiso.

1. Composición del gasto total de la CRE

En 2018, el gasto total en operación de la CRE fue de 1,224,595.8 miles de pesos, compuesto por: 1) 28.3% (346,903.1 miles de pesos) de recursos fiscales provenientes del PEF 2018, destinados a cubrir, principalmente, las remuneraciones del personal al servicio de la Comisión; 2) 65.1% (797,778.3 miles de pesos) derivados del cobro de derechos, productos y aprovechamientos (DPA's), y 3) el 6.5% restante (79,914.4 miles de pesos), correspondió a recursos del Fideicomiso de la CRE.^{16/}

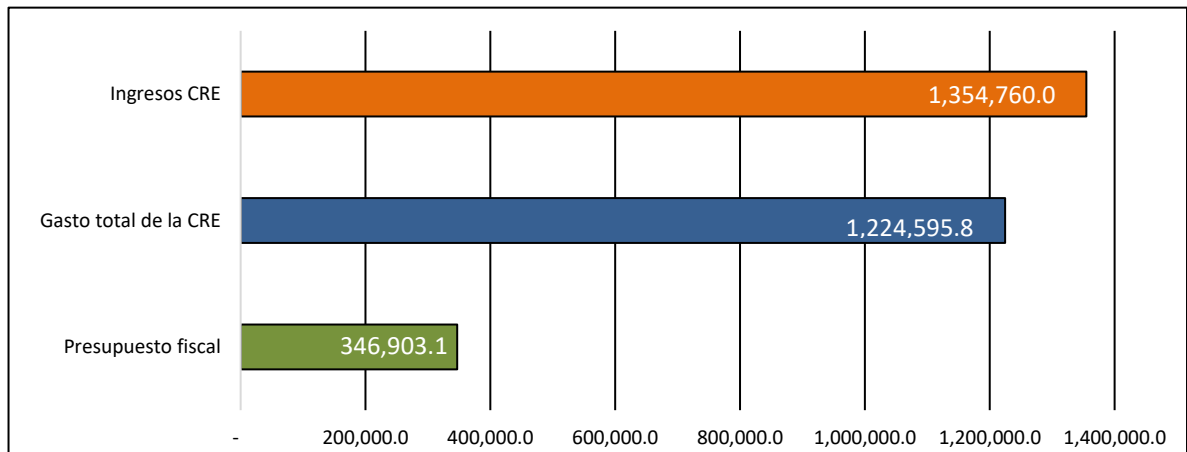
2. Ingresos de la CRE por el cobro de derechos y aprovechamientos

El mecanismo de financiamiento por tres vías que actualmente opera en la CRE se deriva del proceso de Reforma Energética iniciado en 2013, ya que, tras la publicación de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), se facultó a la CRE, por primera vez, a disponer de los recursos propios obtenidos por el cobro de DPA's, para financiar su operación.

^{16/} El 22 de diciembre de 2015, se suscribió el Contrato del Fideicomiso de la CRE, celebrado entre la Secretaría de Energía "SENER" (Fideicomitente), el Banco Nacional del Ejército, Fuerza Aérea y Armada "Banjercito" (Fiduciario) y la Comisión Reguladora de Energía "CRE" (Unidad Responsable), con la finalidad de cubrir los gastos necesarios para cumplir con las funciones del regulador, conforme a su presupuesto autorizado.

Bajo esta nueva regulación, durante 2018, la CRE obtuvo 1,354,760.0 miles de pesos por DPA's, suficientes para financiar sus gastos totales de 1,224,595.8 miles de pesos, y 3.9 veces superiores a los 346,903.1 miles de pesos, financiados mediante recursos fiscales, como se muestra en la gráfica siguiente:

INGRESOS Y GASTO TOTAL DE LA CRE, 2018
(Miles de pesos)



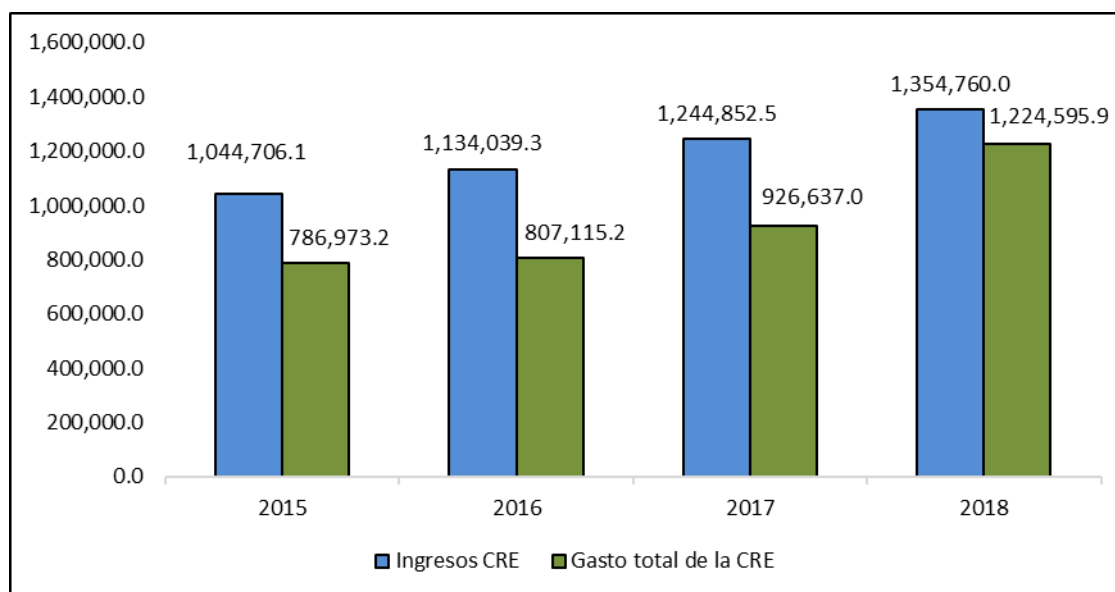
FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada por la CRE mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/105264/2019, del 24 de septiembre de 2019, y Cuenta Pública 2018.

Al finalizar el año, después de utilizar 797,778.3 miles de pesos para financiar su operación, la CRE reintegró al Ramo 23 "Provisiones Salariales y Económicas", un total de 556,981.7 miles de pesos. Ese reintegro de recursos significó que la CRE devolvió los 346,903.1 miles de pesos aportados por la federación al inicio del año y, además, aportó un excedente de 210,078.6 miles de pesos.

Durante el periodo 2015-2018, que corresponde a la nueva etapa de la CRE como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, los ingresos propios obtenidos por el cobro de DPA's fueron superiores a su gasto total, como se muestra en la gráfica siguiente:

GASTO TOTAL E INGRESOS DE LA CRE, 2015-2018

(Miles de pesos)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada por la CRE mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/105264/2019, del 24 de septiembre de 2019.

En el periodo analizado, el gasto total de la CRE se incrementó 55.6%, al pasar de 786,973.2 miles de pesos en 2015 a 1,224,595.9 miles de pesos en 2018, y sus ingresos crecieron 29.7% en el mismo periodo, al pasar de 1,044,706.1 miles de pesos a 1,354,760.0 miles de pesos. Es necesario destacar que, durante el periodo analizado, el gasto de la CRE fue siempre inferior a sus ingresos.

3. Operación del Fideicomiso de la Comisión Reguladora de Energía

En lo que corresponde al ejercicio fiscal 2018, se elaboraron y dictaminaron por el despacho independiente PricewaterhouseCoopers, S.C. los Estados Financieros al 31 de diciembre de 2018.

Con la revisión de los Estados Financieros Dictaminados 2018 del Fideicomiso de la CRE, se constató que, ese año, la CRE no realizó ninguna aportación al patrimonio del Fideicomiso, por lo que, después de descontar los 79,914.4 miles de pesos destinados al presupuesto de la Comisión en 2018, el patrimonio del Fideicomiso fue de 463,136.5 miles de pesos. Dichos recursos ejercidos para la operación de la CRE se destinaron a:

- Monitoreo y vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista.
- Implementación del Call Center de las plataformas electrónicas de usuarios y permisionarios.
- Dictaminación de los Estados Financieros del Fideicomiso de la CRE.
- Renta y mantenimiento del edificio, mobiliario y equipo de oficina.
- Asesoría y apoyo técnico a la Unidad de Vigilancia del Mercado de la CRE.
- Soporte técnico premium para la plataforma de Gestión de Contenido Empresarial (Enterprise Content Management).

En opinión de la ASF, mediante el modelo de financiamiento de la CRE, a 2018, este órgano ha logrado ser autosuficiente presupuestalmente, y se encuentra en la etapa de consolidación de su autonomía financiera.

3. Planeación, programación e implementación regulatoria

La CRE, como Órgano Regulador Coordinado, está facultada para regular y promover el desarrollo eficiente del sector eléctrico en los segmentos de generación, transmisión y distribución, y comercialización. Como parte del procedimiento para emitir y modificar instrumentos regulatorios, la CRE debe elaborar su Programa Regulatorio anual, con base en un análisis del marco jurídico nacional e internacional, con el fin de diseñar un “Anteproyecto del instrumento regulatorio”.^{17/}

Con la fiscalización de la Cuenta Pública 2016, la ASF verificó que, en ese año, la CRE programó realizar 35 instrumentos normativos en materia de electricidad, de los cuales 7 (20.0%) se concluyeron, y emitió 10 instrumentos regulatorios que no fueron incluidos en el Programa Regulatorio 2016. Las 17 regulaciones publicadas, en 2016, cumplieron con el proceso de Mejora Regulatoria.

A fin de dar continuidad al análisis en materia de regulación, en este resultado se evalúa el cumplimiento del Programa Regulatorio de la CRE 2018, así como, en su caso, el trámite que la CRE realizó en materia de impacto regulatorio ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER).

^{17/} Los anteproyectos de regulación se deben enviar a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) para el Análisis de Impacto Regulatorio, la cual dictamina los anteproyectos regulatorios cuando éstos modifican o actualizan disposiciones, o cuando resuelven o previenen una situación de emergencia. Por lo anterior, la instancia de mejora regulatoria emite comentarios del anteproyecto, los cuales deben ser atendidos por la CRE, para obtener el dictamen de la manifestación de impacto regulatorio del anteproyecto respectivo; de manera posterior, el Órgano de Gobierno de la CRE aprueba el documento normativo.

a) Planeación regulatoria en materia de electricidad

Con la Reforma Energética de 2013, se instituyó un modelo de industria eléctrica operado bajo un esquema de mercado abierto; en las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas por la SENER en septiembre de 2015, con el objetivo de asegurar el inicio oportuno de los elementos críticos y que el diseño incluya todos los aspectos necesarios para maximizar la eficiencia en los diferentes componentes del MEM y de las subastas, se establecieron dos etapas en las cuales se desarrollaría este mercado, la primera prevista para el periodo 2015-2016, y la segunda para 2017-2018, y se señaló que al cabo de éstas “se establecerán etapas posteriores mediante modificaciones a dichas bases”, a cargo de la CRE.

Ante la obligación de establecer las disposiciones normativas aplicables a cada etapa, la ASF observó que la CRE, en su actividad sustantiva, que es la regulación técnica y económica en materia de energía eléctrica, careció de una planeación y programación integral fundamentada en un diagnóstico de las necesidades regulatorias para la implementación de las distintas etapas del mercado eléctrico, lo que se evidencia con el hecho de haber concluido únicamente el 36.4% de la normativa prevista en el Programa Regulatorio 2018, situación que retrasa el establecimiento de normativa que coadyuve a regular y promover el desarrollo eficiente del sector en los diversos segmentos.

Como respuesta a la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la CRE acreditó que “realizó un diagnóstico de las necesidades regulatorias para la planeación y programación respecto de la normativa a emitir en 2020 (...) mismo que está conformado por 19 instrumentos regulatorios en materia eléctrica, de los cuales 5 versan en materia del MEM y de Energías Limpias, (...) determinados a partir del diagnóstico de la situación actual en cada materia y su potencial de desarrollo”.

Sobre el particular, la ASF determinó mantener la recomendación al desempeño, ya que, si bien la CRE acreditó haber elaborado el diagnóstico de las necesidades 2020, es necesario que realice un diagnóstico integral de las necesidades regulatorias para la implementación de las distintas etapas del Mercado Eléctrico Mayorista y de la operación del Sistema Eléctrico Nacional y, con base en dicho diagnóstico, defina la planeación y programación estratégica de corto, mediano y largo plazos respecto de la normativa por emitir.

b) Cumplimiento del Programa Regulatorio 2018

El Programa Regulatorio de la CRE 2018 se aprobó el 18 de diciembre de 2017, mediante el Acuerdo A/078/2017; el cual fue modificado el 3 de agosto de 2018, por medio del Acuerdo A/025/2018, lo anterior fue congruente con la revisión semestral que debe hacerse del programa; sin embargo, en el instrumento de planeación modificado no se reprogramaron 10 instrumentos normativos, como se muestra en el cuadro siguiente:

NORMATIVA QUE NO FUE REPROGRAMADA EN EL PROGRAMA REGULATORIO MODIFICADO DE LA CRE 2018

Materia	Normativa programada		No reprogramada	
	18/12/17 A/078/2017	3/08/18 A/025/2018	Número	Participación
Total	21	11	10	47.6
Tarifas eléctricas	6	5	1	16.7
Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)	5	3	2	40.0
Energías Limpias	2	1	1	50.0
Información de la industria eléctrica	2	0	2	100.0
Almacenamiento de energía	1	0	1	100.0
Instalaciones eléctricas	1	0	1	100.0
Separación de los integrantes de la industria eléctrica	1	0	1	100.0
Transmisión y telecomunicaciones	1	0	1	100.0
Venta de energía eléctrica	1	1	0	0.0
Transición energética y suministro de energía eléctrica	1	1	0	0.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

De las 21 regulaciones establecidas por la CRE en el programa inicial, 11 (52.3%) fueron reprogramadas y 10 (47.6%) ya no fueron incluidas en el programa modificado que se publicó el 3 de agosto de 2018. Las materias en las cuales no se reprogramó la publicación de instrumentos normativos fueron: 2 de Mercado Eléctrico Mayorista; 2 de información de la industria eléctrica; 1 de tarifas; 1 de energías limpias; 1 de almacenamiento de energía; 1 de instalaciones eléctricas; 1 de separación de los integrantes de la industria eléctrica, y 1 de transmisión y telecomunicaciones.

En el cuadro siguiente se muestra el universo de instrumentos regulatorios que se aprobaron en el Programa Regulatorio 2018 modificado, publicado el 3 de agosto de ese año:

PROGRAMA REGULATORIO MODIFICADO, CRE 2018, AGOSTO

Materia	Normativa programada	Concluidos (Con aprobación del Órgano de Gobierno)		No concluida (Sin aprobación del Órgano de Gobierno)	
	3/08/18 A/025/2018	Número	Participación	Número	Participación
Total	22	8	36.4	14	63.6
Confiabilidad eléctrica	1	1	100.0	0	0.0
Distribución y telecomunicaciones	1	1	100.0	0	0.0
Suministro de Energía Eléctrica	4	4	100.0	0	0.0
Transición Energética	1	1	100.0	0	0.0
Venta de energía eléctrica entre particulares	1	1	100.0	0	0.0
Mercado Eléctrico Mayorista	6	0	0.0	6	100.0
Tarifas eléctricas	5	0	0.0	5	100.0
Transmisión y Distribución	2	0	0.0	2	100.0
Energías limpias	1	0	0.0	1	100.0

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía, mediante el oficio núm. UA-DGAF-500/103127/2019 del 19 de septiembre del 2019.

De los 22 instrumentos regulatorios establecidos en el Programa Regulatorio 2018 modificado, 8 (36.4%) se concluyeron, ya que contaron con la aprobación del Órgano de Gobierno de la CRE, mientras que 14 (63.6%) no se concluyeron en 2018, de los cuales 6 fueron en materia de Mercado Eléctrico Mayorista; 5 de tarifas eléctricas, 1 de energías limpias y 2 de transmisión y distribución.

Respecto de las causas por las cuales 14 instrumentos regulatorios no fueron concluidos en 2018, conforme a los programado, la CRE acreditó que para la emisión de algunos instrumentos regulatorios requería de procedimientos no previstos o plazos de análisis y retroalimentación más largos; esto implica que la CRE no consideró en su programación inicial la totalidad de problemáticas e instrumentos jurídicos relacionados con la materia a regular, lo que denota deficiencias en sus procesos de programación y planeación.

En cuanto al impacto de los instrumentos regulatorios que no fueron concluidos en 2018, la CRE acreditó que en ningún caso hubo impactos regulatorios y operativos en el sector, ya que estaba vigente normativa que consideraba algunos elementos relacionados con las materias

por regular; no obstante, se observa que esto implicó que no se contó con la normativa específica prevista con oportunidad, que brindara una mayor certeza jurídica a los participantes y operadores en distintos aspectos técnicos y operativos de la industria eléctrica, lo que provocó que no se dispusiera de normativa que coadyuvara a regular y promover el desarrollo eficiente del sector en los diversos segmentos.

Como resultado de la reunión de presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la CRE señaló y acreditó que “se encuentra en desarrollo el Procedimiento para la elaboración de Programas Regulatorios (...) [el cual] pretende ser de observancia obligatoria, para todas las Direcciones Generales adscritas a la Unidad de Electricidad, en el proceso de elaboración, modificación o actualización de los Programas Regulatorios; reafirmar la responsabilidad de cada Dirección General en el proceso de planeación y elaboración de los instrumentos regulatorios (...). Adicionalmente, establece los criterios de aplicabilidad que respalden y justifiquen la elaboración de cada uno de los proyectos de regulación, basados en las siguientes causas: problemáticas del segmento regulado; instrumentos regulatorios solicitados por los Comisionados de la CRE; instrumentos regulatorios establecidos en Ley, e instrumentos regulatorios no emitidos (...). El procedimiento establece que la Unidad de Planeación solicitará los avances conforme al calendario establecido, (...). De esta manera, se espera brindar certeza respecto de las regulaciones que serán transferidas de un Programa Regulatorio a otro, y cuáles de ellas quedan sin efectos”.

Sobre el particular, la ASF determinó mantener la recomendación al desempeño, a fin de que la CRE formalice el Procedimiento para la elaboración de Programas Regulatorios que se encuentra en desarrollo, con el propósito de llevar a cabo su actividad sustantiva con eficiencia y alcanzar con oportunidad las metas y objetivos establecidos en su programación.

c) Cumplimiento del trámite de impacto regulatorio ante la CONAMER ^{18/}

En 2018, el Órgano de Gobierno de la CRE emitió el acuerdo de aprobación de 16 instrumentos regulatorios, de los cuales 8 (50.0%) correspondieron al Programa Regulatorio modificado 2018, y 8 (50.0%) a normativa que no estaba programada y que correspondía a programas de años anteriores.

De los 16 instrumentos regulatorios concluidos en 2018, la CRE acreditó que envió el proyecto de 4 (25.0%) Disposiciones Administrativas de Carácter General ante la CONAMER, de los cuales 2 se fusionaron en un solo instrumento regulatorio; asimismo, atendió los comentarios de impacto regulatorio y contó con el dictamen de la Comisión, mientras que para los 12 (75.0%) instrumentos normativos restantes únicamente fue necesaria la aprobación del Órgano de Gobierno de la CRE. Al respecto, la comisión acreditó que dichos instrumentos “no

^{18/} Para elaborar y modificar instrumentos regulatorios, la CRE elabora el “Proyecto del instrumento regulatorio” mismo que debe enviar a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), para el análisis de impacto regulatorio, la cual emite comentarios del anteproyecto, los que deben ser atendidos por la CRE, para obtener el dictamen de la manifestación de impacto regulatorio y posteriormente ser aprobados por el Órgano de Gobierno.

cuentan con las características para ser considerados como actos de carácter general (...) por lo que no requieren someterse a la Autoridad de Mejora Regulatoria, ni publicarse en el Diario Oficial de la Federación para tener efectos jurídicos (...)”, conforme a lo establecido en el artículo 4 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

2018-0-45100-07-1578-07-003 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía elabore un diagnóstico integral de las necesidades regulatorias para la implementación del Mercado Eléctrico Mayorista y operación del Sistema Eléctrico Nacional y, con base en los resultados, diseñe e implemente la planeación y programación estratégica de corto, mediano y largo plazos respecto de la normativa por emitir, con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente de la industria y llevar a cabo su actividad sustantiva con eficiencia, de acuerdo con lo establecido en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 41, fracción III, de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-004 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía elabore un diagnóstico de las causas por las cuales no cumplió con el Programa Regulatorio anual y, con base en ello, implemente las estrategias necesarias para llevar a cabo su actividad sustantiva con eficiencia y alcanzar con oportunidad las metas y objetivos establecidos en su programación, de acuerdo con lo establecido en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 41, fracción III, de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1 y 45 de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, y 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

4. Establecimiento de las tarifas para el cobro del suministro básico de electricidad

En este resultado se analiza la estructura tarifaria establecida por la CRE para el cobro del servicio eléctrico prestado por la CFE, vigente en 2018; se identifican las ineficiencias operativas de esta Empresa Productiva del Estado reconocidas por la CRE en dicha estructura tarifaria, las cuales se presentan en la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad; se estiman los costos de estas ineficiencias, y dichos costos se comparan contra el monto de los subsidios otorgados en ese año por el Gobierno Federal a las tarifas de los sectores de consumo doméstico y agrícola.

I. El enfoque de costos eficientes para la fijación de las tarifas eléctricas

Como resultado de la Reforma Energética de 2013, el 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica en la que se estableció que la CRE es el órgano regulador responsable de determinar las tarifas eléctricas del suministro básico prestado por la CFE bajo “costos eficientes”.

Antes de la reforma, la SHCP era la responsable de fijar las tarifas eléctricas, las cuales eran autorizadas por la Junta de Gobierno de la CFE.^{19/} La estructura tarifaria establecida por la SHCP se conformaba por un total de 44 tarifas para los distintos sectores de consumo.^{20/}

Si bien, desde 2014 la CRE tenía la facultad de fijar las tarifas eléctricas, no fue sino a finales de 2017 cuando ejerció dicha facultad y estableció una nueva estructura tarifaria, conformada por 12 categorías tarifarias, para los sectores doméstico, comercial, agrícola, de servicios y de mediana y gran industria.

Conforme a lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, la nueva estructura tarifaria definida por la CRE debe lograr que las tarifas eléctricas estén sustentadas en costos eficientes a lo largo de toda la cadena de valor del sector eléctrico, con base en los postulados de competencia y eficiencia establecidos en ese mismo ordenamiento.

Este enfoque de estimación y determinación de costos eficientes para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico forma parte de las mejores prácticas internacionales de la industria eléctrica y tiene por objeto: a) evitar que el precio de la electricidad se fije de manera discrecional por las empresas prestadoras del servicio eléctrico que podrían tener el monopolio del sector; b) no trasladar el costo de las ineficiencias operativas de estas empresas a los usuarios finales del servicio, y c) promover la operación eficiente de dichas empresas, así como reducir u optimizar sus costos de operación. Sobre este enfoque de costos eficientes, las mejores prácticas en la materia reconocen lo siguiente:

- Recuperar el costo del servicio eléctrico y hacer que éste sea financieramente viable han sido los objetivos centrales de las reformas del sector eléctrico.
- La recuperación de costos es un atributo de las tarifas eléctricas y se cumple cuando el precio de la electricidad se corresponde con el costo del servicio eléctrico.
- La viabilidad financiera es un atributo de las empresas eléctricas y se cumple cuando sus ingresos son adecuados para cubrir el costo del servicio eléctrico.

^{19/} La Junta de Gobierno de la CFE estaba integrada por: los secretarios de Hacienda y Crédito Público; de Desarrollo Social; de Economía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Energía, quien la presidía.

^{20/} Si bien como resultado de la Reforma Energética, en la Ley de la Industria Eléctrica la CRE se constituye como la autoridad competente en la fijación de las tarifas eléctricas, en ese mismo ordenamiento también se dispone que el Gobierno Federal puede establecer un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de la comisión, con el cual la SHCP otorga subsidios a los sectores de consumo doméstico y agrícola, mismos que se abordan en el apartado IV de este resultado.

- El propósito de la regulación del sector eléctrico consiste en llevar a cabo una determinación técnica de los precios de la electricidad que cubran costos eficientes para salvaguardar la viabilidad financiera de las empresas.^{21/}
- La recuperación de costos puede ser de dos formas: a) incluir “costos totales” que consideran cualquier ineficiencia que tienen las empresas (incluyendo las pérdidas excesivas de energía), o b) la recuperación de costos bajo una operación eficiente de dichas empresas. Este último enfoque es el idealmente adoptado por los reguladores para no transferir ineficiencias a los consumidores de electricidad.
- Uno de los objetivos de la fijación de las tarifas es lograr la eficiencia productiva, la cual tiene que ver con la minimización de costos en un nivel de producción dado o con la maximización de la producción con un nivel de insumos dado. Desde hace mucho tiempo, tanto la literatura como la experiencia real han demostrado que la creación de incentivos para que las empresas eléctricas sean productivamente eficientes es uno de los mayores desafíos que enfrentan los organismos reguladores.^{22/}

Si bien la Ley de la Industria Eléctrica dispone que la CRE debe fijar las tarifas eléctricas a partir de costos eficientes, dicho órgano regulador no acreditó a la ASF contar con una definición que precise qué son costos eficientes y cómo se determinan, con el propósito de delimitar qué características o criterios deben cumplir para ser considerados así, y que sirva de referencia para determinar las variables que permitan estimarlos y cuantificarlos. Dicha definición fue solicitada al organismo por medio del oficio núm. DGADDE/163/2019 del 17 de mayo de 2019.

Ante la falta de un concepto oficial, para efectos de este análisis, y tomando como base las mejores prácticas en la materia antes expuestas, se definen como costos eficientes a aquellos derivados de una operación que busca, en el mediano plazo, minimizar costos dado un nivel de producción o maximizar la producción dado un nivel de costos en la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad, con la finalidad de lograr, en el largo plazo, costos competitivos, respecto de los estándares internacionales de la industria eléctrica.

Por otra parte, se consideran como ineficiencias a aquellas pérdidas operativas, cuantificables en términos monetarios, derivadas de los altos costos de generación; las elevadas pérdidas técnicas y no técnicas en los procesos de transmisión y distribución, y la cuantiosa cartera vencida del servicio eléctrico. Para la estimación de dichas ineficiencias se analizaron los costos en los segmentos de generación, transmisión, distribución y suministro básico; asimismo, se identificaron estándares y comparativos internacionales, entre otros elementos,

^{21/} Banco Mundial. Taking Stock of Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World, A literature Review. 2017, págs. 1 y 15.

^{22/} Banco Mundial. Cost Recovery and Financial Viability of the Power Sector in Developing Countries, A literature Review. 2017, págs. 5, 7 y 37.

que sirvieron de referencia para la cuantificación de los costos ineficientes, los cuales se describen a lo largo de este resultado.

Cabe señalar que, además de la información proporcionada por la CRE, para el desarrollo de este resultado la ASF recurrió a los hallazgos identificados en las auditorías practicadas a la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, las cuales formaron parte de la segunda entrega de informes individuales a la Cámara de Diputados.

II. Estructura tarifaria establecida por la CRE

El 23 de noviembre de 2017, la CRE emitió la “Metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de suministro básico” en la que se estableció una nueva estructura tarifaria, vigente en 2018, integrada por 12 categorías tarifarias para el cobro del servicio eléctrico.

La nueva estructura tarifaria, establecida por la CRE en 2017, considera los costos involucrados en el suministro eléctrico, tales como los cargos por la generación, transmisión, distribución de energía eléctrica; la operación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), y la operación del suministro de servicios básicos, como se detalla en el cuadro siguiente:

MECANISMOS PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS FINALES DE SUMINISTRO BÁSICO		
Cargos incluidos en las tarifas finales de suministro básico	Concepto	Descripción del cargo
Las tarifas consideran los costos en los que incurre el suministrador, en cada una de las actividades que conforman la cadena de valor:	Cargo por generación (G) :	Monto cobrado en kWh o kW para cubrir el costo de utilización de la infraestructura de generación y para cubrir el costo de aprovisionamiento de los productos requeridos para atender a los usuarios. Incluye: <ul style="list-style-type: none"> El costo de las centrales en contratos legados^{23/} entre la SSB y las subsidiarias de generación de la CFE. El costo de energía y potencia adquirida por medio de otras fuentes, como las subastas a largo plazo, mercado de energía a corto plazo y otros mercados del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Otros costos asociados de derechos financieros de transmisión (DFT) en subastas, el IVA, los Certificados de Energías Limpias (CEL) entre otros. Las pérdidas técnicas que existen en el sistema.
	Cargo por transmisión (TT) :	Cargo aplicado en kWh con la finalidad de que los usuarios paguen la infraestructura que realmente utilicen dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados. Para la actualización de este cargo se consideran los elementos siguientes: factor de ajuste por inflación, ajuste por tipo de cambio e inversiones adicionales incluidas en el PRODESEN.

^{23/} Contratos legados: son una herramienta que ha sido utilizada con el fin de tener una transición ordenada entre un sector eléctrico donde todas las actividades eran realizadas por una sola empresa, a otro donde dichas actividades ahora se realizan de forma desagregada por varias empresas. Fueron suscritos entre la CFE SSB y las empresas productivas subsidiarias de generación de la CFE, durante la separación de la empresa, con el objetivo de proteger a los usuarios finales de los riesgos de mercado.

MECANISMOS PARA LA FIJACIÓN DE TARIFAS FINALES DE SUMINISTRO BÁSICO		
Cargos incluidos en las tarifas finales de suministro básico	Concepto	Descripción del cargo
	Cargo por distribución (TD) :	De acuerdo con el nivel de tensión, se añade un cargo por el uso de las redes de distribución el cual, para su actualización, considera dos elementos: factores de ajuste por inflación y factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala.
	Cargo por operación del CENACE (TCenace) :	Cantidad para cubrir los costos del operador del sistema (CENACE), en función del requerimiento de ingresos y la energía que se vende y adquiere en el MEM.
	Cargo por servicios conexos no incluidos en el MEM (TSCnMEM) :	Son cargos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. Los cargos por estos servicios incluyen: <ul style="list-style-type: none"> Reservas reactivas (control de voltaje). Potencia reactiva (soporte de voltaje). Arranque de emergencia.
	Cargo por la operación del suministro de servicios básicos (TOSB) :	Monto cobrado a partir del análisis de la información contable de CFE y el número de clientes en cada división de distribución. La finalidad de este cargo es recuperar los costos operativos de la CFE SSB como son: la facturación, atención a usuarios y la adquisición de la energía y productos asociados.
Formula de la Tarifa Final de Suministro Básico (TFSB)		
$TFSB = G + TT + TD + TCenace + TSCnMEM + TOSB$		

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en los documentos: "Fijación de precios y tarifas en electricidad" y "Tarifas finales de suministro básico" de la Comisión Reguladora de Energía, 2016 y 2018, respectivamente, y "El nuevo suministro eléctrico en México" de PriceWaterhouseCoopers (PwC), 2017.

El detalle de cada una de las 12 categorías tarifarias establecidas por la CRE se presenta a continuación:

TARIFAS REGULADAS PARA EL COBRO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA, 2018

No.	Categoría tarifaria	Definición	Precio promedio anual (Pesos/kilowatt hora) ^{1/}
1	DB1	Doméstico (hasta 150.0 KWh-mes) en baja tensión.	0.46
2	DB2	Doméstico (mayor a 150.0 KWh-mes) en baja tensión.	0.69
3	PDBT	Pequeña demanda (hasta 25 kW-mes) en baja tensión.	3.32
4	GDBT	Gran demanda (mayor a 25 kW-mes) en baja tensión.	3.20
5	APBT	Alumbrado público en baja tensión	3.64
6	APMT	Alumbrado público en media tensión	2.86
7	RABT	Riego agrícola en baja tensión	2.56
8	RAMT	Riego agrícola en media tensión	0.90
9	GDMTH	Gran demanda (mayor a 25 kW-mes) en media tensión horaria	2.08
10	GDMTO	Gran demanda (mayor a 25 kW-mes) en media tensión ordinaria	2.17
11	DIST	Demanda industrial en subtransmisión	1.65
12	DIT	Demanda industrial en transmisión	1.31

FUENTE: Informe de la auditoría de desempeño 498-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos", practicada por la ASF con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018.

^{1/} El cálculo del precio promedio anual fue proporcionado por CFE SSB y la CRE.

En este contexto, a continuación se identifican las ineficiencias operativas de la CFE reconocidas por la CRE en la estructura tarifaria antes expuesta, las cuales se presentan en cada uno de los segmentos de la cadena de valor de esta Empresa Productiva del Estado y se estiman los costos de estas ineficiencias.

III. Costos ineficientes implícitos en la estructura tarifaria establecida por la CRE

Los costos de muchas empresas de electricidad son muy elevados a causa de ineficiencias en la operación de las mismas.^{24/} En el caso mexicano, el CIDE reconoce que existe amplia evidencia de que estos costos incluyen pérdidas e ineficiencias importantes en la producción y la distribución del flujo eléctrico, entre otros aspectos.^{25/}

En este apartado se identifican las ineficiencias operativas de la CFE, que están siendo reconocidas en la estructura tarifaria establecida por la CRE, y se estiman sus costos, en cada uno de los procesos que integran la cadena de valor de la Empresa Productiva del Estado (EPE): generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad.

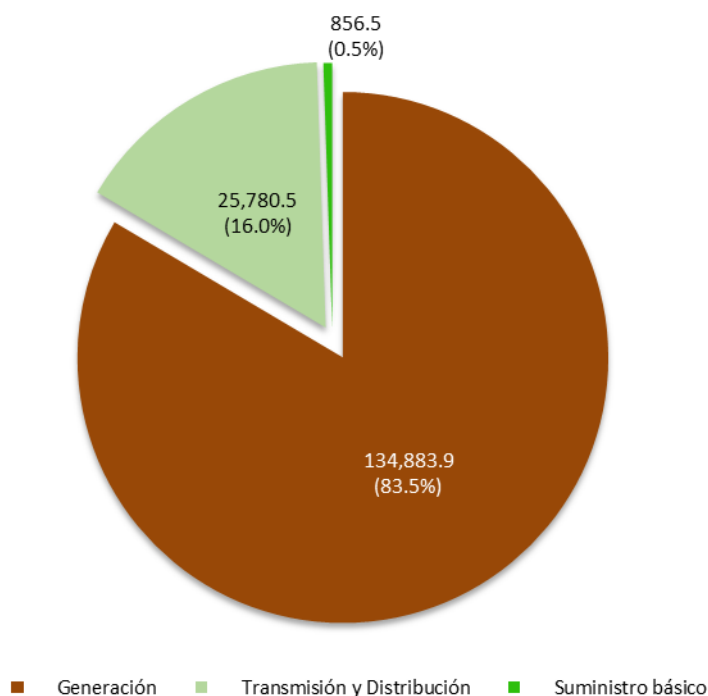
En total, la ASF estima que el monto al que ascendieron estos costos ineficientes, en 2018, fue de 161,520.9 millones de pesos, conformados por 134,883.9 millones de pesos en el segmento de generación (83.5%); 25,780.5 millones de pesos en transmisión y distribución (16.0%), y 856.5 millones de pesos en el suministro básico de electricidad (0.5%), como se muestra en la gráfica siguiente:

^{24/} Komives, Kristin; Foster, Vivien; Halpern, Jonathan y Wodon, Quentin, "Agua, electricidad y pobreza", Quién se beneficia de los subsidios a los servicios públicos, Banco Mundial, Washington, Estados Unidos, 2005, págs.39 y 165.

^{25/} CIDE, ¿Quién se beneficia de los subsidios energéticos en México?, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, 2011.

COSTOS INEFICIENTES RECONOCIDOS POR LA CRE EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS, 2018

(Millones de pesos y porcentajes)



TOTAL: 161,520.9 millones de pesos

FUENTE: Estimación realizada por la ASF sobre los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas.

A continuación se presenta, de manera detallada, el proceso por el que se estimaron los costos ineficientes reconocidos en la estructura tarifaria de la CRE por cada uno de los segmentos que conforman la cadena de valor de la CFE:

III.1. Generación de electricidad

III.1.1. Costos de generación de electricidad reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria

La cadena de valor de la CFE comienza con el proceso de generación de electricidad basado en diversos tipos de tecnologías (carboeléctrica, ciclo combinado, cogeneración, combustión interna, eólica, fotovoltaica, geotérmica, hidroeléctrica, nuclear, termoeléctrica y turbogás). Para dicho proceso la EPE cuenta con 5 EPS de Generación (CFE Generación I, II, III, IV y VI) y 1 EPS encargada de administrar los contratos con los productores externos de energía (CFE Generación V).

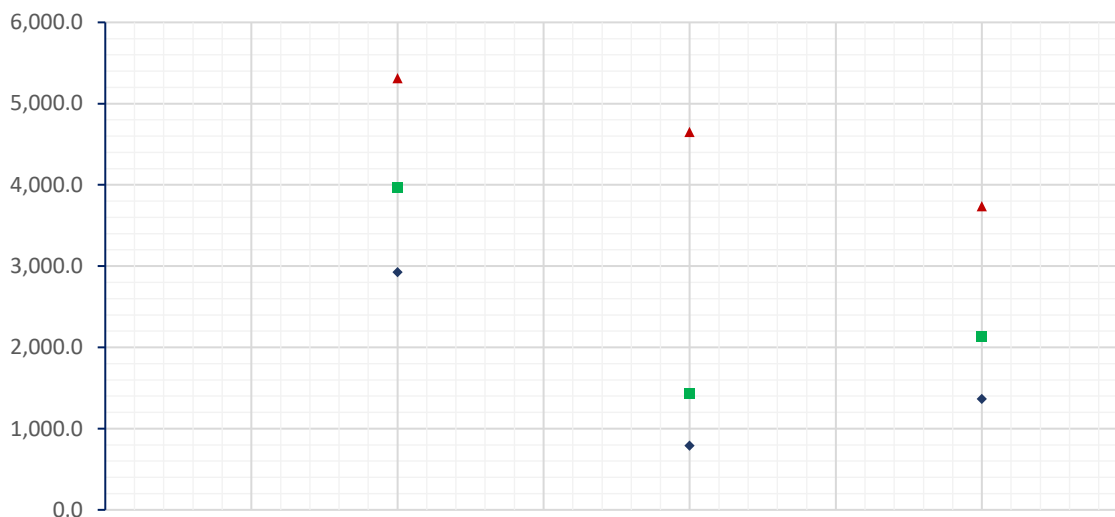
Uno de los componentes de las tarifas eléctricas, establecidas por la CRE, es el cargo por generación de electricidad. Las variables consideradas para el cálculo de este cargo son los Precios Marginales Locales^{26/} y los costos de generación, estos últimos compuestos por los costos de las centrales eléctricas con contrato legado^{27/} y de los costos de las centrales que incorporaron su energía al Mercado Eléctrico Mayorista.

Sobre este cargo por generación, la CRE señaló a la ASF, por medio del oficio UA-DGAF-500/109746/2019 del 30 de septiembre de 2019, que “en el marco de la Ley de la Industria Eléctrica, la cual mandata la determinación de costos eficientes, se reconoció y aprobó a la CFE un monto de 322,730.0 millones de pesos de costos de generación a ser recuperados en 2018, en tanto que los costos de generación reportados por la empresa para ese año fueron de 358,872.0 millones de pesos, lo que representó una diferencia de 36,142.0 millones de pesos (11.2%), la cual se debe, principalmente, a los sobrecostos de las centrales eléctricas de tecnologías termoeléctrica, de ciclo combinado y geotérmica, mismos que resultan mayores a las referencias internacionales de costos de generación de Lazard’s Levelized Cost Of Energy”, como se muestra a continuación:

^{26/} El precio marginal de energía eléctrica calculado por el CENACE para el mercado de energía de corto plazo.

^{27/} Contrato de Cobertura Eléctrica para la Compraventa de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energías Limpias, suscrito entre las CFE de generación y la CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB), el cual tiene como finalidad minimizar los costos de suministro básico y permitir la reducción de las tarifas eléctricas finales del suministro, lo cual evita la exposición financiera derivada de las fluctuaciones en los precios de energía dentro del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el reconocimiento de costos fijos y variables. Los contratos legados son un mecanismo establecido por la Secretaría de Energía, como resultado de la Reforma Energética de 2013, para proteger a la CFE SSB de la volatilidad de los precios del mercado; sin embargo, repercuten en los ingresos de las generadoras, al no recuperar el costo real de la electricidad por cobrar el precio fijo acordado, en el contrato.

COSTOS DE LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO Y REFERENTES INTERNACIONALES,
POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2018
(Pesos/Mwh)



	Termoeléctrica	Ciclo combinado	Geotérmica
◆ Mínimo	2,925.0	789.0	1,366.0
■ Máximo	3,964.0	1,424.0	2,136.0
▲ Resultado CFE	5,314.0	4,652.9	3,737.0

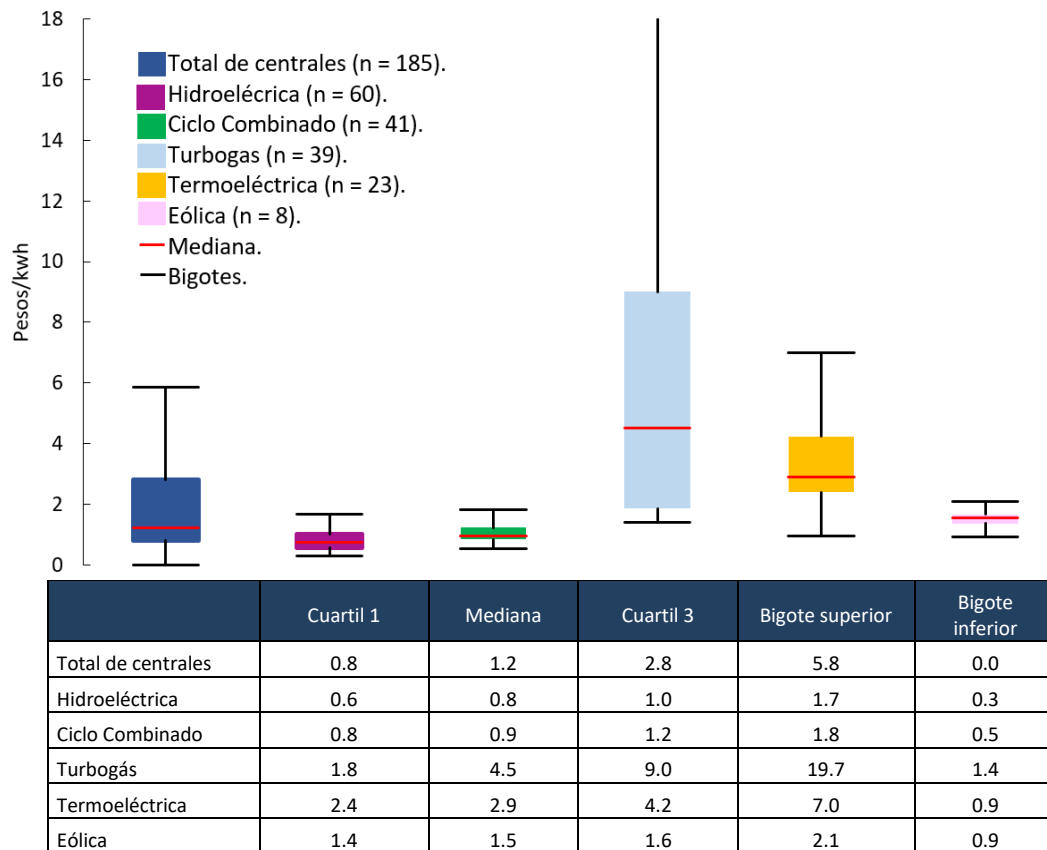
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía mediante el oficio UA-DGAF-500/109746/2019 del 30 de septiembre de 2019 y el documento "Lazard's Levelized Cost Of Energy", de noviembre de 2018, elaborado por Lazard (firma de asesoría financiera y de gestión de activos que se dedica a la banca de inversión, la gestión de activos y otros servicios financieros, principalmente, con clientes institucionales).

De acuerdo con este análisis, los costos de generación de las tecnologías termoeléctrica, de ciclo combinado y geotérmica de la CFE se encuentran por encima de lo observado a nivel internacional.

III.1.2. Costos de generación eficientes e ineficientes estimados por la ASF

La ASF realizó su propia estimación de los costos ineficientes de la CFE en el segmento de generación de electricidad reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria. Para ello, en primer lugar, se identificaron las tecnologías del parque de generación de la empresa y, con base en ello, se procedió a elaborar un diagrama de caja del costo de generación de las centrales eléctricas, correspondiente a 2018, el cual se presenta a continuación:

DIAGRAMA DE CAJA DEL COSTO DE GENERACIÓN
DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE, POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los informes de las auditorías de desempeño: 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 CFE Generación IV”; 495-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V”, y 497-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI”.

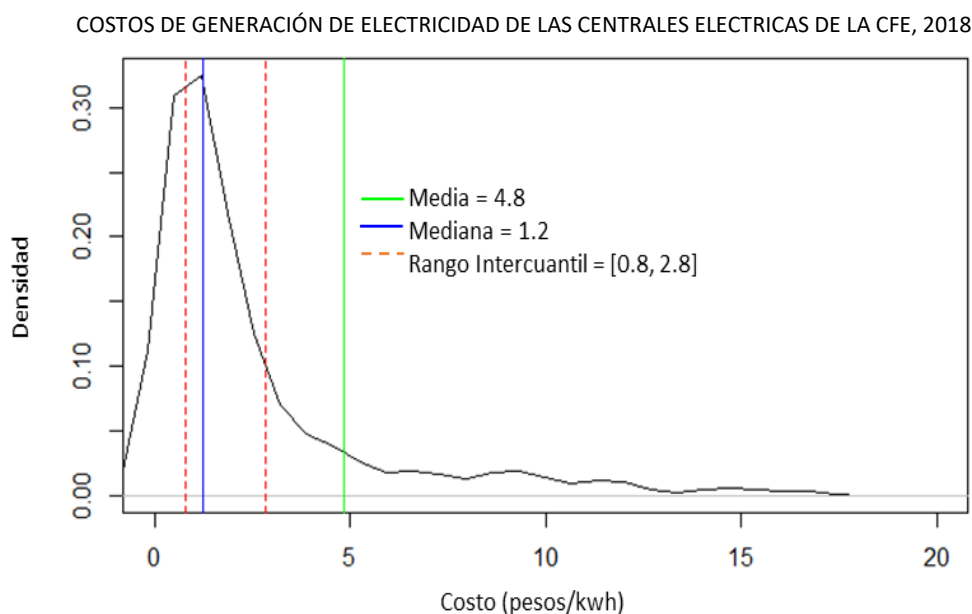
NOTA 1 "n" es el número de centrales utilizados en cada diagrama.

NOTA 2 El rango intercuartil o intercuartílico comprende los datos que se encuentran entre el primer y tercer cuartil. Los cuartiles son indicadores de posición que segmentan al conjunto de datos, a partir de ordenar, de manera ascendente dichos datos, eligiendo el dato ubicado en la posición $0.25*(N+1)$ como el primer cuartil, $0.5*(N+1)$ como el segundo cuartil y $0.75*(N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto. De esta forma, el primer cuartil divide al cuarto inferior de los tres cuartos superiores, el segundo cuartil es equivalente a la mediana o dato central, y el tercer cuartil divide los tres cuartos de datos inferiores de un conjunto de datos del cuarto superior.

En el gráfico se muestra que la mediana de las centrales hidroeléctricas, de ciclo combinado y eólicas fue de 0.8, 0.9 y 1.5 pesos/kwh, respectivamente; en contraste, la mediana de las centrales termoeléctricas y de turbogás fue de 2.9 y 4.5 pesos/kwh. Además, se observó que

el tercer cuartil de las tecnologías hidroeléctrica, de ciclo combinado y eólica está por debajo del primer cuartil de las centrales termoeléctricas y de turbogás, lo que sugiere que, en relación con los costos de generación, en 2018, estas dos últimas tecnologías fueron las menos eficientes.

A fin de determinar las ineficiencias que se reconocen en las tarifas finales de electricidad, en el segmento de generación, se analizó la distribución de los costos de generación de las 185 centrales de la CFE, utilizando como criterio de clasificación de los niveles de eficiencia de las plantas generadoras un enfoque intercuantil.^{28/} El ejercicio mostró que el valor medio de los costos de generación de las centrales eléctricas está por encima del valor del tercer cuartil, como se detalla en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los informes de las auditorías de desempeño: 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 CFE Generación IV"; 495-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V", y 497-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI".

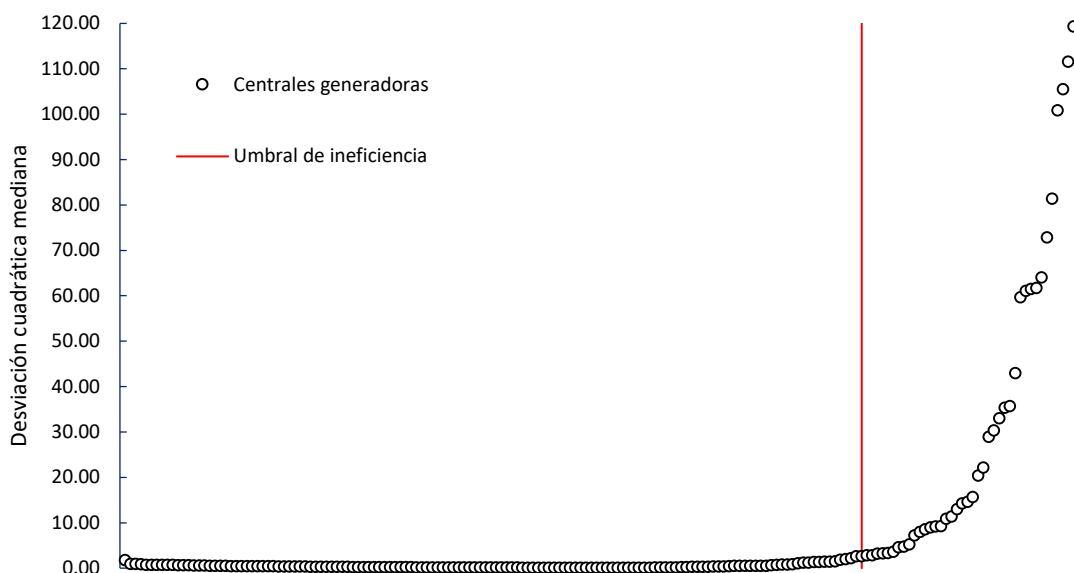
^{28/} El rango intercuartil o intercuartílico comprende los datos que se encuentran entre el primer y tercer cuartil. Los cuartiles son indicadores de posición que segmentan al conjunto de datos ordenando de manera ascendente, eligiendo el dato ubicado en la posición $0.25*(N+1)$ como el primer cuartil, $0.5*(N+1)$ como el segundo cuartil y $0.75*(N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto. De esta forma, el primer cuartil divide al cuarto inferior de los tres cuartos superiores, el segundo cuartil es equivalente a la mediana o dato central, y el tercer cuartil divide los tres cuartos de datos inferiores de un conjunto de datos del cuarto superior.

El hecho de que la media de los costos de generación de las centrales eléctricas de la CFE fuera de 4.8 pesos/kwh se debe a que ésta es un estimador de tendencia central sensible a las observaciones atípicas, por lo que las empresas ineficientes (con costos de generación altos) elevan el promedio total del costo de generación sesgando la media. Además y, de acuerdo con la curva de densidad mostrada en el gráfico anterior, la mediana (1.2 pesos/kwh) refleja con mayor exactitud el comportamiento típico de los costos de generación de las plantas generadoras de la CFE, ya que es más probable observar costos de generación cercanos a la mediana que a la media.

Una vez que se identificó el rango intercuantil, la ASF ordenó las centrales eléctricas de la CFE por costos de generación, para mostrar la desviación cuadrática del valor mediano,^{29/} estableciendo que en este ejercicio se consideran como “centrales ineficientes” aquellas cuyos costos de generación estuvieron por arriba del tercer cuartil de la distribución de costos de producción durante el año 2018. En la gráfica siguiente se muestran los resultados del análisis.

^{29/} Este procedimiento consiste en ordenar las centrales generadoras por costo de generación, de mayor a menor, para posteriormente restar la mediana ($(\tilde{\mu})$) a cada observación de costo de generación (x_i) y esta diferencia se eleva al cuadrado, dando como resultado, la expresión gráfica de la dispersión de los datos, respecto de la mediana. Cabe señalar que, en el cálculo de las desviaciones se utiliza la mediana como referencia porque este estimador de tendencia central tiene la propiedad de no sesgo ante observaciones atípicas, a diferencia de la media que es sensible a este tipo de observaciones, mismas que se encuentran presentes en la distribución de costos de generación de las centrales eléctricas de la CFE.

DISPERSIÓN DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN DE LAS 185 CENTRALES ELÉCTRICAS DE LA CFE, 2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los informes de las auditorías de desempeño: 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 CFE Generación IV”; 495-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V”, y 497-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI”.

Nota: El “umbral de eficiencia” o “frontera de eficiencia” se utiliza para comparar el desempeño de las unidades productivas de una entidad e identificar a las unidades menos productivas. La idea es que, a partir de un conjunto de datos de insumos y productos de muchas unidades decisorias que sea lícito comparar, estimar funciones de producción e identificar a las unidades que están en la frontera de la eficiencia técnica, o bien a partir de un conjunto de datos de productos y costos, medir funciones de costos e identificar a las unidades en la frontera de la eficiencia económica o total (técnica y asignativa al mismo tiempo).

La eficiencia técnica es una medida de adecuación a las mejores prácticas ingenieriles; la eficiencia asignativa permite ajustar las prácticas de producción a la mezcla de insumos que mejor refleje, desde un punto de vista económico, la escasez o abundancia relativa de los mismos. La eficiencia total o económica aúna ambos conceptos: se está haciendo técnicamente lo adecuado, a la vez que escogiendo la mezcla de insumos que aconsejan los precios relativos. La comparación puede usarse para detonar cambios en la conducta interna o en los estímulos externos que reciben los prestadores. Su uso puede llevar a ahorro de insumos físicos y mejor asignación de recursos económicos.

La dispersión de los costos de generación de las centrales eléctricas de la CFE mostró que 45 (24.3%) de las 185 centrales que estuvieron en operación en 2018 fueron ineficientes, bajo el parámetro establecido.^{30/} Cabe señalar que, de las 45 centrales ineficientes, 17 (37.8%) estuvieron dentro del contrato legado, por lo que el suministrador estuvo obligado a adquirir la energía eléctrica producida por estas centrales al costo establecido en el contrato, aun

^{30/} En este análisis se consideran “centrales ineficientes” aquellas cuyos costos de producción estuvieron por arriba del tercer cuartil de la distribución de costos de producción durante el año 2018.

cuando éstos fueran muy elevados. Las centrales eléctricas ineficientes con contrato legado se muestran en la tabla siguiente:

COSTO DE GENERACIÓN DE LAS 17 CENTRALES ELÉCTRICAS INEFICIENTES CON CONTRATO LEGADO, 2018

Núm.	Empresa	Central	Tecnología	Costo de generación (Pesos/Kwh)	Energía generada (Kwh)
Total de energía generada					6,894,617,036.0
1	CFE Generación VI	Guerrero Negro II (Vizcaíno)	Turbogás	342.9	10,474.0
2	CFE Generación III	Puerto Libertad	Termoeléctrica	14.8	3,146,000,116.0
3	CFE Generación IV	Parque (TG. Juárez)	Turbogás	11.8	23,968,021.7
4	CFE Generación IV	La Paz	Turbogás	11.5	26,211,827.5
5	CFE Generación III	Ciprés	Turbogás	9.1	11,471,179.0
6	CFE Generación III	Mexicali	Turbogás	9.1	32,376,993.0
7	CFE Generación III	La Amistad	Hidroeléctrica	9.0	92,744,170.0
8	CFE Generación I	Santa Bárbara	Hidroeléctrica	6.6	22,506,507.0
9	CFE Generación VI	Mérida II	Termoeléctrico	5.9	78,394,528.0
10	CFE Generación VI	Guerrero Negro II (Vizcaíno)	Combustión Interna	5.7	71,456,748.0
11	CFE Generación II	Valle de México	Termoeléctrica	4.3	1,000,983,167.0
12	CFE Generación IV	Punta Prieta II	Vapor convencional	4.2	462,308,557.7
13	CFE Generación II	Tula	Ciclo Combinado	4.0	444,200,368.2
14	CFE Generación I	Baja California Sur	Combustión Interna	3.9	1,153,974,628.0
15	CFE Generación IV	Tijuana	Turbogás	3.1	275,270,000.0
16	CFE Generación III	Santa Rosalía	Combustión Interna	3.0	13,254,973.9
17	CFE Generación VI	Tres Vírgenes	Geotérmica	2.9	39,484,777.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los informes de las auditorías de desempeño: 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 CFE Generación IV"; 495-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V", y 497-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI".

Se identificó que la central de turbogás Guerrero Negro II (Vizcaíno) tuvo el costo de generación (342.9 pesos/Kwh) más alto no sólo de las 17 centrales con contrato legado identificadas como ineficientes, sino de las 185 centrales eléctricas de la CFE que operaron en 2018, la cual generó únicamente el 0.0002% (10,474.0 Kwh) del total de la energía generada por estas 17 centrales (6,894,617,036.0 Kwh).

A partir del criterio de eficiencia de las centrales antes descrito y, para estimar el costo de las ineficiencias operativas en el proceso de generación de energía eléctrica, la ASF calculó el costo medio ponderado de las centrales ineficientes y el costo medio ponderado de las centrales eficientes; la diferencia entre estos costos se multiplicó por la generación de electricidad de las centrales ineficientes, como se muestra en el cuadro siguiente:

ESTIMACIÓN DEL COSTO EN EL PROCESO DE GENERACIÓN, 2018

Concepto	Monto
Costo medio ponderado de las centrales ineficientes (pesos/Kwh) (a)	9.574709
Costo medio ponderado de las centrales eficientes (pesos/Kwh) (b)	1.117299
Diferencia entre el costo medio ponderado de las centrales ineficientes y de las eficientes (pesos/kwh) (c)=(a)-(b)	8.45741
Generación de electricidad de las centrales ineficientes (Kwh) (d)	15,948,602,797.0
Ineficiencias en el proceso de generación (pesos) (e)=(c)*(d)	134,883,869,924.0
Ineficiencias en el proceso de generación (millones de pesos) (f)=(e)/(1,000,000)	134,883.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los informes de las auditorías de desempeño: 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 CFE Generación IV"; 495-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V", y 497-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI".

Con este ejercicio, se estimó que, en 2018, las ineficiencias en el proceso de generación fueron de 134,883.9 millones de pesos; ineficiencias que se reconocieron en las tarifas eléctricas establecidas por la CRE.

Cabe señalar que este monto que representan los costos ineficientes de generación, estimado por la ASF con base en los costos de generación de la totalidad de las centrales eléctricas de la CFE (134,883.9 millones de pesos), es superior en 273.2% a los 36,142.0 millones de pesos señalados por la CRE a esta entidad fiscalizadora como ineficiencias derivadas de los sobrecostos de las centrales eléctricas de la CFE en 2018, remitido por la entidad fiscalizada mediante el oficio UA-DGAF-500/109746/2019 del 30 de septiembre de 2019.

Si bien, en 2018, la energía eléctrica generada por las centrales identificadas como ineficientes representó sólo el 6.3% de la generación total de electricidad de la CFE, los costos de dichas centrales ineficientes equivalieron al 32.5% de los costos totales de generación de esta Empresa Productiva del Estado. Lo anterior fue debido a que el costo medio de generación ineficiente fue mayor que el costo medio de generación eficiente en 757.0%.

III.2 Transmisión y distribución de electricidad

III.2.1. Pérdidas de energía eléctrica

Una vez que la electricidad es generada, se transmite por las líneas de alta tensión, proceso a cargo de la EPS CFE Transmisión, y se distribuye por las líneas de media y baja tensión, lo cual está a cargo de CFE Distribución. Tanto la transmisión como la distribución son actividades estratégicas reservadas al Estado, las cuales son llevadas a cabo por la CFE.

Las ineficiencias presentadas en la transmisión y la distribución son las pérdidas de electricidad, las cuales se refieren a la diferencia entre la energía eléctrica que ingresa a la red

(transmisión y distribución) y la que es entregada para el consumo final. Estas pérdidas se traducen directamente en mermas financieras, por lo que el reducirlas implicaría ingresos adicionales para las empresas eléctricas, mejorando la recuperación de costos y la sostenibilidad financiera de las mismas; lo que, en el mediano plazo, contribuiría a mejorar la capitalización del sector eléctrico y su capacidad de inversión, así como a la reducción de las tarifas eléctricas para el consumidor final.^{31/}

En los sistemas de energía eléctrica se registran dos categorías generales de pérdidas: 1) técnicas, que son inherentes al transporte de la electricidad, y se asocian de manera significativa a las características de la infraestructura de transmisión y distribución, ya que son causadas por el flujo de corriente en las líneas, cables y transformadores de las redes, y 2) no técnicas, que se refieren a la electricidad entregada pero no pagada por los usuarios: este tipo de pérdidas son causadas por factores externos (principalmente robos) a los sistemas eléctricos, pero relativos a la gestión de las empresas de energía y a factores institucionales del sector.^{32/} En la operación de la CFE, las pérdidas técnicas se producen tanto en las redes de transmisión como de distribución; mientras que las pérdidas no técnicas únicamente se originan en las Redes Generales de Distribución.

III.2.2. Comparativo internacional de las pérdidas de energía

Con base en un análisis de datos del Banco Mundial sobre las pérdidas de electricidad en transmisión y distribución como porcentaje de la energía generada, correspondiente a 2014,^{33/} la ASF determinó que, en ese año, las pérdidas de electricidad técnicas y no técnicas de la CFE equivalieron al 13.7% de la generación de energía eléctrica de México, y se ubican por debajo del tercer cuartil y por arriba de la mediana de un total de 140 países consideradas en el banco de datos,^{34/} como se detalla en el diagrama de caja siguiente:

^{31/} BID, Dimensionando las pérdidas de electricidad en los sistemas de transmisión y distribución en América Latina y el Caribe, Banco Interamericano de Desarrollo, EE.UU., 2014, pág. 10.

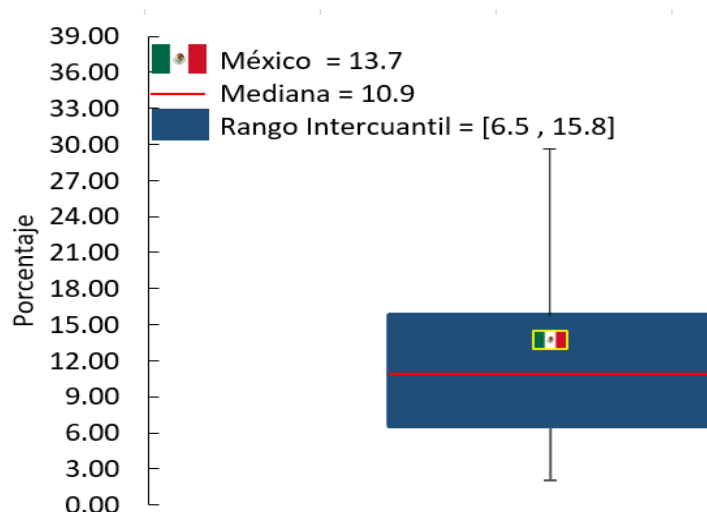
^{32/} *Ibid.*, páginas. 14 y 16.

^{33/} 2014 se toma como referencia para este análisis dado que es el último año de información disponible por parte del banco de datos del Banco Mundial.

^{34/} Estos países no son necesariamente reconocidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU); sin embargo, contaban con información disponible para el dato más actualizado.

DIAGRAMA DE CAJA DE LAS PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD DE MÉXICO Y 140 PAÍSES, 2014

(Porcentaje respecto de la energía generada)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)", Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

NOTA 1 Las pérdidas eléctricas incluyen las técnicas y no técnicas de los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

NOTA 2 El rango intercuartil o intercuartílico comprende los datos que se encuentran entre el primer y tercer cuartil. Los cuartiles son indicadores de posición que segmentan al conjunto de datos, a partir de ordenar, de manera ascendente dichos datos, eligiendo el dato ubicado en la posición $0.25*(N+1)$ como el primer cuartil, $0.5*(N+1)$ como el segundo cuartil y $0.75*(N+1)$ como el tercer cuartil, donde "N" representa el número total de los datos que integran al conjunto. De esta forma, el primer cuartil divide al cuarto inferior de los tres cuartos superiores, el segundo cuartil es equivalente a la mediana o dato central, y el tercer cuartil divide los tres cuartos de datos inferiores de un conjunto de datos del cuarto superior.

NOTA 3 En el caso de este diagrama, los bigotes superior e inferior representan una desviación equivalente a 1.5 veces la dimensión del rango intercuartil para el tercer y primer cuartil, respectivamente. Cuando el valor obtenido para el bigote superior es mayor que el dato de máximo valor se reemplaza por este último, mientras que cuando el valor obtenido para el bigote inferior es menor que el dato de mínimo valor se reemplaza con el dato de valor mínimo.

Aun cuando el resultado de 13.7% de pérdidas de energía eléctrica obtenido por México en 2014 fue razonable en comparación con 140 países, existe una diferencia importante entre las pérdidas de electricidad del país, con respecto a las reportadas por economías desarrolladas, como se muestra en los gráficos siguientes:

**EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD,
1971-2014**

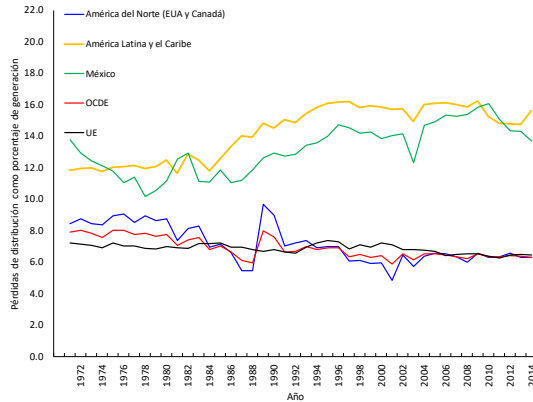


Gráfico 1

**TENDENCIAS DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA
ELÉCTRICA MÉXICO-ESTADOS UNIDOS, 1971-2014**

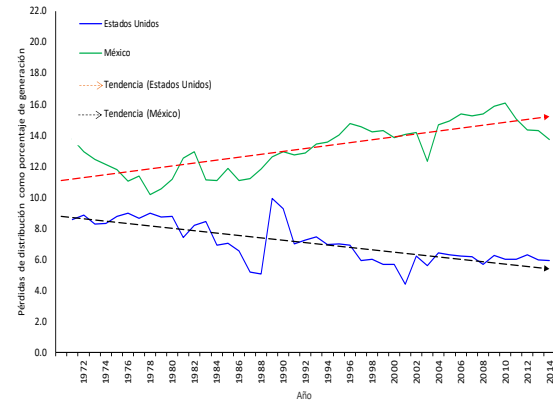


Gráfico 2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento “Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)”, Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

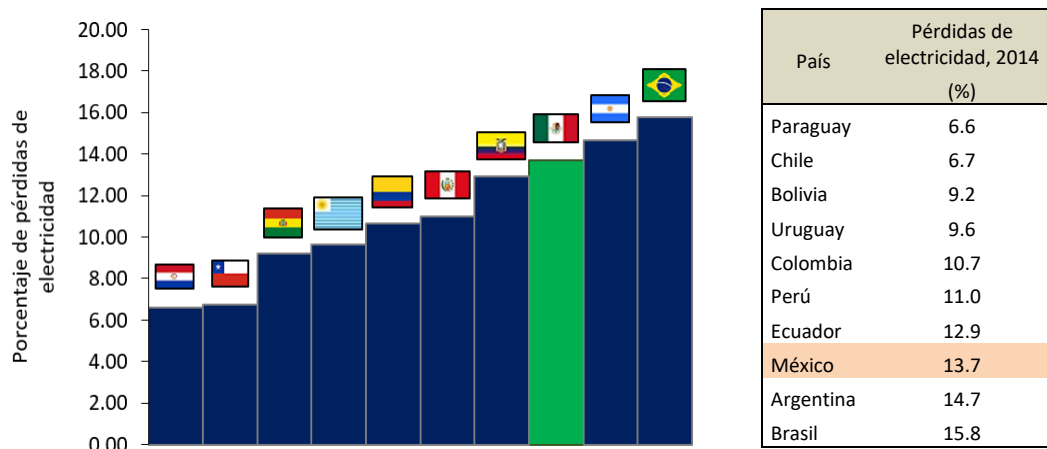
NOTA 1 Las pérdidas eléctricas incluyen las técnicas y no técnicas de los procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica.

En el gráfico 1 se observa la evolución de las pérdidas de electricidad en el ámbito internacional. Como se observa, aun cuando México, de manera general, presentó menores pérdidas de energía eléctrica que América Latina y el Caribe, éstas fueron superiores a las reportadas en América del Norte (EUA y Canadá), a las de los países miembros de la OCDE y a las de los que integran la Unión Europea, que, a 2014, presentaron 7.3%, 6.0% y 6.4% de pérdidas de energía eléctrica, respectivamente, resultados que muestran una diferencia significativa con respecto al 13.7% reportado por México para ese año.

Además, en el gráfico 2 se presentan las tendencias de las pérdidas de energía eléctrica de México y de Estados Unidos, las cuales muestran que en el primer país la tendencia fue creciente, mientras que en el segundo fue decreciente. Esto sugiere que, en el periodo analizado, Estados Unidos mejoró la eficiencia de sus procesos de transmisión y distribución de energía eléctrica, mientras que en México persistieron las ineficiencias de éstos.

Asimismo, al comparar las pérdidas de electricidad de México durante 2014, contra otras economías latinoamericanas, se identificó que por lo menos 7 países reportaron menores porcentajes de pérdidas, como se detalla en el gráfico siguiente:

PÉRDIDAS DE ELECTRICIDAD EN PAÍSES LATINOAMERICANOS, 2014
(Porcentaje respecto de la energía generada)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento “Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)”, Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

De los países de América Latina considerados en el análisis, únicamente Argentina y Brasil, con 14.7% y 15.8% de pérdidas de energía eléctrica, tuvieron mayores pérdidas que México, siendo Paraguay y Chile las economías que, a 2014, presentaron menores pérdidas (6.6% y 6.7%, respectivamente).

Las pérdidas de electricidad representan ineficiencias operativas en los segmentos de transmisión y distribución, las cuales están reconocidas en las tarifas eléctricas finales. Al respecto, la ASF realizó una estimación de las mermas económicas que representan estas ineficiencias y que son reconocidas en las tarifas establecidas por la CRE, análisis que se presenta a continuación.

III.2.3. Pérdidas de energía reconocidas por la CRE en la estructura tarifaria Transmisión

En el “Acuerdo por el que la CRE expide las tarifas que aplicará la CFE por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018” se establece que “las pérdidas de energía reconocidas a nivel transmisión corresponden al valor inercial reportado por la CFE y se mantienen constantes a lo largo del periodo”, lo que significa que, en 2018, las pérdidas técnicas de transmisión reconocidas en las tarifas finales de electricidad fueron de 7,773,754,750 Kwh, ya que se recibieron de centrales eléctricas y de importaciones un total de 311,126,495,545 Kwh que debían ser transportados por la Red Nacional de Transmisión

(RNT); sin embargo, debido a las pérdidas técnicas del proceso, únicamente se transmitieron 303,352,740,795 Kwh por la infraestructura de alta tensión, lo que significó pérdidas de energía equivalentes al 2.5% del total de la energía que entró a la RNT.

Distribución

Con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del segmento de distribución, la CRE reconoce el 5.0% de pérdidas técnicas y el 5.0% de no técnicas, respecto de la energía recibida, como el valor máximo permitido para trasladar a las tarifas de los usuarios finales, por lo que el cargo por pérdidas de energía eléctrica, reconocidas por la CRE, se suma al cargo tarifario aplicable por distribución,^{35/} lo que implicaría el reconocimiento en las tarifas finales de éstas.

En 2018, las Redes Generales de Distribución recibieron un total de 233,757,677,761 Kwh,^{36/} para ser entregados a los usuarios finales, de los cuales, únicamente se distribuyeron 202,302,354,510 Kwh por la infraestructura de media y baja tensión, lo que significó que, en ese año, hubo una pérdida de 31,455,323,250 Kwh (13.5%), como se detalla en el cuadro siguiente:

^{35/} CRE, Memoria de cálculo usada para determinar la tarifa que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2018, Comisión Reguladora de Energía. México, febrero de 2016.

^{36/} De acuerdo con CFE Transmisión, la diferencia entre la energía transmitida (303,352,740,795 Kwh), respecto de la entregada a la Red General de Distribución (69,595,063,034 KWh), se debió a que a dicha energía se entregó a usuarios de alta tensión; a exportación de permisionarios; a subáreas o gerencias de transmisión, y a centrales legadas por: el circuito externo; el transformador auxiliar; el transformador de arranque; el transformador principal, así como para operar los condensadores síncrono. Esta información se entregó mediante el oficio núm. 000543 del 30 de mayo de 2019.

**PÉRDIDAS REALES DE ENERGÍA EN EL SEGMENTO
DE DISTRIBUCIÓN Y PÉRDIDAS RECONOCIDAS POR LA CRE, 2018**

Pérdidas en distribución	Pérdidas técnicas de energía		Pérdidas no técnicas de energía		Total de pérdidas Absoluto (Kwh)
	Absoluto (Kwh)	Porcentaje (%)	Absoluto (Kwh)	Porcentaje (%)	
Pérdidas reales 2018	10,710,342,486	4.6	20,744,980,764	8.9	31,455,323,250
Pérdidas reconocidas por la CRE en la metodología para establecer las tarifas eléctricas	n.a.	Hasta el 5.0% de la energía recibida para distribuir	n.a.	Hasta el 5.0% de la energía recibida para distribuir	n.a.
Pérdidas reconocidas por la CRE en 2018	10,710,300,000 ^{1/}	4.6 ^{1/}	11,687,880,000 ^{2/}	5.0	22,398,180,000

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe de Auditoría núm. 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", correspondiente a la Cuenta Pública 2018 y el Balance de Energía con Media Tensión, 2018.

- ^{1/} Debido a que las pérdidas técnicas de distribución reconocidas por la CRE son de hasta el 5.0% de la energía recibida, en 2018, se reconoció el total de pérdidas técnicas reportadas la CFE Distribución, que fue de 10,710,300,000 kwh, mismos que representaron el 4.6% de la energía recibida en ese año (233,757,677,761 Kwh).
- ^{2/} Debido a que la CFE Distribución reportó que las pérdidas no técnicas fueron del 8.9% de la energía recibida en las Redes Generales de Distribución (233,757,677,761 Kwh) y, dado que la CRE reconoce únicamente hasta el 5.0% de éstas, la ASF estimó las pérdidas no técnicas de distribución reconocidas por la CRE calculando el 5.0% respecto del total de energía recibida para distribuirse que fue de 233,757,677,761 Kwh.

De los 31,455,323,250 kwh perdidos en el proceso de distribución en 2018, la ASF estimó que la CRE reconoció, en la estructura tarifaria, 22,398,180,000 KWh, con base en los límites de 5.0% de pérdidas técnicas y de 5.0% de no técnicas establecidos por la misma comisión. De los 22,398,180,000 Kwh reconocidas por la CRE como las pérdidas de distribución en ese año, 10,710,300,000 Kwh corresponden a pérdidas técnicas y 11,687,880,000 Kwh a no técnicas.

III.2.4. Estimación de los costos ineficientes reconocidos por la CRE en la transmisión y distribución de electricidad

En 2018, las pérdidas reconocidas por la CRE en el proceso de transmisión y distribución de energía eléctrica fueron de 30,171,934,750 Kwh, energía que representó el 9.7% del total de la energía generada en ese año (311,126,495,545 Kwh), como se muestra en la tabla siguiente:

PORCENTAJE DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA RECONOCIDAS EN DISTRIBUCIÓN Y TRANSMISIÓN, 2018

Concepto	kwh
Energía generada por la CFE en 2018 (a)	311,126,495,545
Total de pérdidas reconocidas por la CRE en distribución y transmisión (b)=(c)+(d)	30,171,934,750
Pérdidas en transmisión reconocidas por la CRE (c)	7,773,754,750
Pérdidas en distribución reconocidas por la CRE (d)	22,398,180,000
Porcentaje de las pérdidas reconocidas por la CRE en distribución y transmisión (e)=(b)/(a)*100	9.7%

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe de Auditoría núm. 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", correspondiente a la Cuenta Pública 2018 y el Balance de Energía con Media Tensión, 2018.

Para estimar el porcentaje de ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas de electricidad, derivadas de las pérdidas de energía eléctrica en transmisión y distribución, la ASF comparó el porcentaje de las pérdidas reconocidas por la CRE contra el referente internacional de pérdidas de energía registrado por los países de la OCDE (6.0%).^{37/} Con base en este comparativo se estimaron los kilowatts hora que representaría el estándar de 6.0% respecto del total de energía generada por la CFE (311,126,495,545 kwh), obteniendo como resultado 18,667,589,732 kwh, que serían las pérdidas de energía eficientes. Finalmente, y para calcular las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE, a las pérdidas de energía totales reconocidas se le restaron las pérdidas de energía eficientes, procedimiento que se muestra en la tabla siguiente:

ESTIMACIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA INEFICIENTES RECONOCIDAS POR LA CRE, 2018

Unidad de medida	Energía eléctrica generada por la CFE (a)	Pérdidas de energía totales reconocidas por la CRE en 2018 (b)	Pérdidas de energía eficientes (referente de los países de la OCDE) (c)	Estimación de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (c)=(b)-(c)
Porcentaje (%)	100	9.7	6.0	3.7
Kwh	311,126,495,545	30,171,934,750	18,667,589,732	11,504,345,018

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe de Auditoría núm. 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", correspondiente a la Cuenta Pública 2018; el Balance de Energía con Media Tensión, 2018, y el documento "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)", Banco Mundial, consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>.

De acuerdo con el cálculo descrito, las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas en 2018 fueron de 11,504,345,018 Kwh. A partir de este dato, la ASF estimó los costos ineficientes reconocidos por la CRE derivados de las pérdidas de energía ineficientes, calculando el precio promedio ponderado que costó cada kilowatt hora de

^{37/} El 6.0% de pérdidas de electricidad en transmisión y distribución es el dato más actual disponible (2014) del Banco Mundial, establecido en el documento "Transmisión de energía eléctrica y pérdidas en la distribución (% de producción)", consultada en: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS>

pérdidas de energía, multiplicando ese precio por el total de kilowatts hora de pérdidas de energía ineficientes, como se observa en el cuadro siguiente:

ESTIMACIÓN DEL COSTO DE LAS PÉRDIDAS DE ENERGÍA INEFICIENTES RECONOCIDAS POR LA CRE, 2018

Costo promedio ponderado de la energía pérdida (pesos/kwh) (a)	Pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (Kwh) (b)	Costos de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (pesos) (c)=(a)*(b)	Costos de las pérdidas de energía ineficientes reconocidas por la CRE (millones de pesos) (d)=(c)/1,000,000
2.24093 ^{1/}	11,504,345,018	25,780,488,211.6	25,780.5

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe de Auditoría núm. 486-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", correspondiente a la Cuenta Pública 2018; el Balance de Energía con Media Tensión, 2018; los Estados Financieros Dictaminados de la CFE Transmisión, 2018 y los Estados Financieros Internos de la CFE Distribución, 2018.

^{1/} El costo promedio ponderado de la energía pérdida se calculó con base en los valores por KWh acumulados en cada segmento de la cadena de valor (generación, transmisión y distribución de energía eléctrica).

La ASF estimó que, en 2018, el costo de las ineficiencias de los segmentos de transmisión y distribución, reconocidas por la CRE en las tarifas finales del servicio eléctrico, derivadas de las pérdidas de energía, fue de 25,780.5 millones de pesos.

III.3. Suministro básico de electricidad

III.3.1 Cobranza del servicio eléctrico y cartera vencida

El último proceso de la cadena de valor de la CFE es el suministro básico de electricidad, el cual corresponde a la facturación y la cobranza del servicio eléctrico prestado a los usuarios de los distintos sectores de consumo. Dicho proceso está a cargo de la CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB).

De acuerdo con las mejores prácticas, las empresas públicas que prestan el servicio eléctrico no operan eficientemente cuando sus ingresos no cubren sus costos. Esta situación, en muchos casos, es porque éstas no cobran las facturas pendientes de manera oportuna debido a ineficiencias en el sistema de facturación y cobro.^{38/} En muchos países en desarrollo la tasa de cobro de las facturas de este servicio está por debajo del 100.0%, lo que se traduce en grandes pérdidas financieras para las empresas que suministran la energía eléctrica.^{39/}

^{38/} World Bank, 1994, "Improving Electric Power Utility Efficiency", p. 11.

^{39/} World Bank, 2016, "Financial Viability of the Electricity Sector in Developing Countries: Recent Trends and Effectiveness of World Bank Interventions", p. 7.

En el caso mexicano, la CFE presenta como grave problemática el contar con una elevada cartera vencida,^{40/} la cual ha registrado una tendencia incremental en los últimos años.

III.3.2. Costos ineficientes reconocidos por la CRE en el suministro básico de electricidad

En la estructura tarifaria de la CRE, el organismo regulador establece que, a fin de que la CFE Suministrador de Servicios Básicos asuma el riesgo de incobrabilidad del servicio eléctrico, se reconoce en las tarifas de electricidad sólo el 1.8% de la cartera vencida de la empresa,^{41/} la cual, en 2018, ascendió a 47,582.7 millones de pesos,^{42/} como se muestra en la tabla siguiente:

CARTERA VENCIDA Y RIESGO DE INCOBRABILIDAD RECONOCIDO POR LA CRE, 2014-2018
(Millones de pesos)

Año	Cartera vencida	Porcentaje reconocido en la tarifa 1.8%
2014	44,971.7	809.5
2015	43,319.8	779.8
2016	38,637.7	695.5
2017	42,071.3	757.3
2018	47,582.7	856.5
2030*	56,361.0	1014.5

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la información proporcionada por la CFE SSB mediante el oficio núm. SSB-06.-346/2019 del 24 de mayo de 2019 y el Acuerdo Núm. A/058/2017.

Nota (*): Estimación realizada por la ASF, considerando la tasa media de crecimiento anual de la cartera vencida con la finalidad de realizar una proyección del riesgo de incobrabilidad de la misma.

El 1.8% de la cartera vencida del suministro eléctrico de 2018 fue de 856.5 millones de pesos, monto al que ascendieron las ineficiencias reconocidas por el regulador en las tarifas eléctricas, y que representó el 0.2% de los ingresos por venta de electricidad de la CFE SSB en ese año (375,707.6 millones de pesos). De continuar la tendencia incremental de la cartera vencida, la ASF estima que, a 2030, el porcentaje reconocido en las tarifas equivaldría a 1,014.5 millones de pesos.

^{40/} La cartera vencida se conforma por los pagos pendientes de los usuarios del suministro eléctrico, y a favor de la CFE SSB, que han caído en mora y que han superado los 30 días de vencimiento.

^{41/} Artículo vigésimo quinto del Acuerdo núm. A/058/2018 de la Comisión Reguladora de Energía.

^{42/} Cabe señalar que la CFE registró un deterioro de sus cuentas por cobrar, que integran su cartera, de 27,684.3 millones de pesos. De acuerdo con los Estados Financieros Dictaminados de CFE Consolidado y el auditor externo "la metodología seguida por la Compañía para determinar el deterioro de su cartera colectiva, se realiza bajo el concepto de pérdida esperada conforme a lo requerido por la normatividad contable. Adicionalmente, la provisión por deterioro de cuentas por cobrar determinada por la Compañía, considera, dentro de las tres etapas requeridas por la norma; los factores de probabilidad de incumplimiento tanto a 12 meses como a lo largo de la vida remanente del activo, incremento significativo, niveles de exposición, severidad de la pérdida, entre otros.

Sobre este cargo a las tarifas eléctricas por concepto de riesgo de incobrabilidad, es necesario precisar que, derivado de la revisión de la literatura académica y de organismos internacionales especializados, la ASF no identificó que en ninguna de estas fuentes se reconozca como buena práctica o se recomiende que en las tarifas se cobre a los usuarios parte de los pagos no realizados por el servicio eléctrico, los cuales constituyen la cartera vencida.

Debido a esta razón, se considera como parte de este análisis que el 1.8% de la cartera vencida reconocido por la CRE en la estructura tarifaria, 856.5 millones de pesos, corresponde en su totalidad a costos ineficientes.

Cabe señalar que, dentro de las mejores prácticas en materia de cobranza, se indica que una de las medidas mínimas que las compañías eléctricas deberían aplicar es que las cuentas por cobrar de los consumidores no deberían exceder más de 3 meses después de la facturación (90 días), situación que no se cumple en el caso de la cartera del suministro eléctrico de la CFE, ya que la última categoría o bucket abarca “más de 360 días”.^{43/} Al respecto, la CFE SSB no acreditó contar con información desagregada sobre los montos que integraron la categoría o bucket de “más de 360 días” de morosidad, por lo que se desconoce a cuántos días, años o décadas asciende el rezago más antiguo del que la empresa tiene registro.^{44/}

Al respecto, en 2018, los adeudos de la cartera vencida de la CFE correspondientes a menos de tres meses fueron de 5,955.1 millones de pesos (lo cual equivalió al 12.5% de la cartera), en tanto que el 87.5% restante de la cartera se concentró en los adeudos mayores a tres meses (41,627.6 millones de pesos).

IV. Comparativo entre los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas y los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola

Con base en el análisis antes expuesto, se identificó que la estructura tarifaria de la CRE, vigente en 2018, reconoció costos ineficientes a lo largo de la cadena de valor de la CFE, lo cual no fue acorde con lo establecido en el artículo 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, en donde se dispone que la determinación y la aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para el suministro básico deben tener como objetivo permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar costos eficientes.

En total, el monto estimado al que ascendieron estos costos ineficientes, en ese año, fue de 161,520.9 millones de pesos, conformados por: 134,883.9 millones de pesos en el segmento de generación (83.5%); 25,780.5 millones de pesos en transmisión y distribución (16.0%), y 856.5 millones de pesos en el suministro básico de electricidad (0.5%).

^{43/} World Bank, 1994, “Improving Electric Power Utility Efficiency”, p. 11.

^{44/} Hallazgos de la auditoría de desempeño núm. 498-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”, realizada por la ASF con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018.

Estas ineficiencias se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, y corresponden a problemas históricos y estructurales de la CFE que han persistido y se han agudizado a la fecha, tales como los elevados costos de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, y la alta cartera vencida, mismos que obedecen, entre otros aspectos, a la falta de inversión para la construcción, optimización, modernización y mantenimiento del parque de generación y para la ampliación de las redes de transmisión y distribución; las ineficaces estrategias de cobranza y de recuperación de la cartera, así como a la cultura del robo de electricidad y del no pago del servicio eléctrico. Es por ello, que la mejora de la metodología empleada para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico, para no transferir ineficiencias a los usuarios del servicio, debe ir acompañada de la mejora en el desempeño y los resultados operativos y financieros de la CFE, con el propósito de reducir tales ineficiencias en el corto, mediano y largo plazos;^{45/} asimismo, las tarifas eléctricas deberían propiciar la reducción gradual de las ineficiencias.

Por lo que se refiere a las tarifas eléctricas de los sectores doméstico y agrícola, éstas son subsidiadas por el Gobierno Federal, conforme a lo dispuesto en el artículo 139, párrafo segundo, de la Ley de la Industria Eléctrica. Para ello, la SHCP, con la finalidad de “coadyuvar a la economía de las familias mexicanas (...) y del campo mexicano”^{46/} fija el precio de la electricidad de los sectores doméstico y agrícola (de bombeo de agua para riego) por debajo del costo del suministro, por lo que a las tarifas para estos sectores se les otorga un subsidio implícito bajo los mecanismos siguientes:

- En el caso de las tarifas domésticas, en 2018, los subsidios energéticos se aplicaron de manera generalizada a los consumidores del recurso.^{47/} Estas tarifas fueron subsidiadas dependiendo de la temperatura media de cada región (verano o invierno), por lo que los precios de la electricidad variaron por entidad federativa, obedeciendo a estas condiciones.^{48/} Es por ello que si bien este subsidio está focalizado por región, clima y temporada estacional,^{49/} no está focalizado en función de la situación socioeconómica de la población.
- Para el sector agrícola, en el artículo 5 de la Ley de Energía para el Campo se señala que la SHCP establecerá los precios y tarifas de estímulo de los energéticos agropecuarios

^{45/} Al respecto, con la finalidad de contribuir a mejorar el desempeño de la CFE, en la auditoría 501-DE “Desempeño de CFE Corporativo, realizada con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF formuló la recomendación siguiente: Para que la Comisión Federal de Electricidad, con base en el diagnóstico del deterioro operativo y financiero de la empresa defina, establezca, vigile y supervise el cumplimiento de objetivos, estrategias, programas y proyectos prioritarios enfocados en revertir este deterioro, con objeto de que, en el mediano plazo, la empresa mejore su situación operativa y financiera, a fin de que, en el largo plazo, esté en condiciones de generar valor económico y rentabilidad en favor del Estado mexicano, en la cadena de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad.

^{46/} Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Oficio núm. 710/DGAIS/0859/19 del 19 de junio de 2019.

^{47/} CIDE, ¿Quién se beneficia de los subsidios energéticos en México?, Centro de Investigación y Docencia Económica, México, 2011.

^{48/} CESOP, Tarifas eléctricas en México, Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública, Cámara de Diputados, México, 2013, págs. 3-4.

^{49/} SHCP, “Subsidio al Consumo Residencial de Energía Eléctrica”, Distribución del pago de impuestos y recepción del gasto público por deciles de hogares y personas, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, México, 2016, pág. 84.

aplicables a las cuotas energéticas, tomando en cuenta las condiciones económicas y sociales prevalecientes en el ámbito nacional,^{50/} por lo que el subsidio fue otorgado excepcionalmente a los agricultores que cumplían con los requisitos siguientes: facturas de consumo de agua y electricidad, prueba de titularidad de las tierras de cultivo, así como de los sistemas de riego y bombeo de agua.^{51/} Cabe mencionar que, al no cumplirse con estos requerimientos se cobran las tarifas establecidas por la CRE para este sector de consumo.^{52/}

Al respecto, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF estimó que, en ese año, el subsidio a las tarifas domésticas y agrícolas ascendió a 136,634.2 millones de pesos, el cual, al otorgarse de manera generalizada, fue regresivo; asimismo, tuvo un alto costo de oportunidad para el presupuesto público, ya que dicho monto podría haberse destinado a otros sectores prioritarios de gasto gubernamental (en 2018, este subsidio representó el 43.3% del gasto federal ejercido en educación pública, el 110.6% del gasto en salud y el 135.7% del gasto en desarrollo social). Estas problemáticas asociadas a los subsidios se analizan de manera detallada en la auditoría de desempeño 498-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”.

Para profundizar en la forma en que la SHCP determinó el nivel de las tarifas aplicables, en 2018, al sector doméstico, por medio del oficio DGADDE/511/2019 del 1 de noviembre de 2019, la ASF solicitó a esta dependencia que proporcionara la metodología mediante la cual se determinaron dichas tarifas, a lo que la SHCP se limitó a señalar, sin remitir evidencia documental, que, en el caso de las tarifas domésticas de bajo consumo (1-1F), utilizadas en 2016, se tomaron como base los cargos tarifarios de diciembre de 2015 a los que se les aplicó una reducción de 2.0% y se continuó con la supresión del mecanismo de ajuste mensual que consistía en aplicar un desliz mensual por inflación, mientras que, para 2017 y 2018, estas tarifas tuvieron los mismos cargos que las de diciembre de 2016. En opinión de la ASF, el hecho de que las tarifas domésticas subsidiadas se calculen y apliquen de manera inercial, tomando como referencia únicamente la inflación, denota la necesidad de mejorar, precisar y actualizar la metodología para el cálculo de las tarifas y de los subsidios, con el propósito de que estos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable del sector doméstico.

Con base en las estimaciones realizadas por la ASF sobre los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas vigentes en 2018 (161,520.9 millones de pesos), y los subsidios otorgados por la SHCP en ese año (136,634.2 millones de pesos, de los cuales únicamente esta dependencia le transfirió a la CFE 81,405.3 millones de pesos, en tanto que 55,228.9 millones de pesos restantes, fueron asumidos por la empresa como

^{50/} SHCP, oficio núm. 710/DGAIS/0859/19 del 19 de junio de 2019.

^{51/} CONECC, “Mejorando y refocalizando los subsidios a la electricidad”, Convergencia de la Política Energética y de Cambio Climático Alemania, 2018, pág. 40.

^{52/} Estas tarifas de la CRE son las siguientes: a) RABT y b) RAMT.

pérdidas), esta entidad fiscalizadora procedió a realizar un análisis comparativo entre dichos costos y subsidios, el cual se presenta a continuación:

COMPARATIVO ENTRE LOS COSTOS INEFICIENTES RECONOCIDOS POR LA CRE
EN LAS TARIFAS ELÉCTRICAS Y LOS SUBSIDIOS OTORGADOS POR LA SHCP A LAS TARIFAS, 2018

Concepto	Monto (Millones de pesos)	Porcentaje (%)
Costo de las ineficiencias de la CFE reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas (a)		
Total	161,520.9	100.0
Generación	134,883.9	83.5
Transmisión y distribución	25,780.5	16.0
Suministro básico	856.5	0.5
Subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas eléctricas domésticas y agrícolas (b)		
Monto estimado de los subsidios	136,634.2	n.a.
Diferencia	Absoluta (c) = a - b	Porcentual (d) = ((a / b) - 1) x 100
Diferencia entre el costo de las ineficiencias y los subsidios	24,886.7	18.2

FUENTE: Estimación realizada por la ASF sobre los costos ineficientes reconocidos por la CRE en las tarifas eléctricas e informe de la auditoría de desempeño 498-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos", practicada por la ASF con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018.

n.a. No aplicable.

La ASF estimó que, en 2018, los costos ineficientes de la CFE reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria (161,520.9 millones de pesos) rebasaron en 18.2% (24,886.7 millones de pesos) a los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (136,634.2 millones de pesos).

De esta forma, con los subsidios otorgados a las tarifas de los sectores de consumo doméstico y agrícola, estimados en 2018 en 136,634.2 millones de pesos, se cubre el 84.6% de las ineficiencias operativas de la CFE reconocidas en la estructura tarifaria de la CRE, y estimadas por la ASF en 161,520.9 millones de pesos, por lo que, en la práctica, con dichos subsidios se financia la operación deficiente de la CFE.

No obstante, el subsidio beneficia en forma indirecta a los sectores de consumo doméstico y agrícola, ya que la tarifa establecida por la SHCP no permite que dichas ineficiencias sean transferidas a esos sectores.

Esta situación, aunada a la regresividad y los costos de oportunidad de los subsidios, denota la necesidad de mejorar la estimación, la determinación y la focalización de los mismos, a fin de que estos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable de los sectores doméstico y agrícola. Para llevar a cabo dicha reestructuración del diseño y de la operación de los subsidios, se requiere del establecimiento de mecanismos de coordinación entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público y la Comisión Reguladora de Energía, en su carácter de autoridad competente especializada en la fijación de las tarifas eléctricas.

Por último, conforme a la estimación de la ASF, el costo promedio ponderado de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas eléctricas, vigentes en 2018, equivalió a 0.74 pesos/kilowatt hora,^{53/} en tanto que la tarifa promedio ponderada de la CRE fue de 2.37 pesos/kilowatt hora, como se muestra en la tabla siguiente:

PORCENTAJE QUE REPRESENTAN LOS COSTOS INEFICIENTES,
RESPECTO DE LA TARIFA PROMEDIO PONDERADA DE LA CRE, 2018

Tarifa promedio ponderada de la CRE (pesos/Kilowatt hora) (a)	Costo estimado de las ineficiencias (pesos) (b)	Volumen total de la energía vendida por la CFE (Kilowatt hora) (c)	Costo promedio ponderado de las ineficiencias (pesos/Kilowatt hora) (d)=(b/c)	Porcentaje que representan las ineficiencias en la tarifa promedio ponderada de la CRE (%) (e)=(d*100)/a
2.37 ^{53/}	161,520,900,000.0	216,879,693,260.0	0.74	31.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe de la Auditoría núm. 498-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos", correspondiente a la Cuenta Pública 2018.

1/ La tarifa promedio ponderada de la CRE fue calculado por la ASF mediante el siguiente procedimiento: a) se sumaron los ingresos de la CFE por el suministro de energía eléctrica en 2018 (378,205,037,000 pesos) y el monto del subsidio de la energía eléctrica, en ese año, estimado por la ASF (136,634,207,000 pesos), con lo cual se obtuvo la estimación de los ingresos que debió recibir la CFE por el suministro de energía eléctrica, de haberse aplicado las tarifas establecidas por la CRE (514,839,244,000 pesos), y b) se dividió dicho monto entre el volumen total de la energía vendida por la CFE (216,879,693,260.0 Kwh) en ese año, obteniendo una tarifa promedio ponderada de 2.37 pesos/kilowatt hora.

De acuerdo con la estimación realizada por la ASF, los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE (0.74 pesos/kilowatt hora) representaron el 31.2% de la tarifa promedio ponderada de este órgano regulador (2.37 pesos/kilowatt hora), porcentaje de ineficiencias que se cargó

^{53/} Dicha estimación se calculó al dividir el costo estimado de las ineficiencias (161,520,900,000.0 pesos) entre el volumen total de la energía suministrada por la CFE en 2018 (216,879,693,260.0 Kilowatt hora).

a las tarifas de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, ya que a los sectores doméstico y agrícola se les aplicó la tarifa definida por la SHCP.

Cabe señalar que, si bien la estructura tarifaria establecida por la CRE, vigente en 2018, reconoció costos ineficientes de la CFE, esta situación obedece a los múltiples objetivos a los que debe responder la regulación tarifaria y el suministro eléctrico, los cuales se establecen en los artículos 140 de la Ley de la Industria Eléctrica y 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, ordenamientos en los que se dispone que: a) la determinación de las tarifas eléctricas debe tener como objetivos garantizar la continuidad de los servicios, promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica y permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar costos eficientes, y que b) la CFE debe actuar con sentido de equidad y responsabilidad social, procurando el mejoramiento de la productividad para minimizar los costos de la industria eléctrica en beneficio de la población. Debido a esta multiplicidad de objetivos, resulta necesario perfeccionar la metodología para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico, a fin de que exista un mejor balance entre las prioridades a las que éstas deben responder, en beneficio de los usuarios de este servicio.

Sobre este tema, el Banco Mundial reconoce que la regulación económica de las tarifas eléctricas tiene hasta cuatro objetivos que podrían estar, potencialmente, en conflicto: a) la “sostenibilidad financiera” de las empresas que prestan el servicio, al lograr la recuperación total de sus costos mediante los ingresos derivados de sus actividades; b) la “asignación eficiente” de recursos escasos, al reflejar los costos reales del servicio eléctrico, promoviendo, desde el lado de la demanda, el consumo eficiente y, desde el lado de la oferta, dando señales sobre las necesidades de inversión; c) la “eficiencia productiva” para lograr la minimización de costos con un nivel dado de producción o la maximización de la producción con un nivel dado de insumos, y c) la “equidad social”, que implica tanto el acceso universal al servicio como la asequibilidad, que se refiere a mantener las tarifas proporcionales a la capacidad de pago de los usuarios del servicio. El problema regulatorio radica en que una modificación o ajuste de nivel, estructura o régimen de tarifas que promueva la mejora de uno de estos objetivos podría implicar, en cierta medida, el sacrificio de otro, por lo que conviene evaluar qué combinación de grado de cumplimiento de objetivos es deseable. Por tanto, el punto de partida en el ajuste de tarifas debe ser la definición y priorización de estos objetivos, mismos que idealmente deberían estar explícitos en el marco legal.^{54/}

Sobre la estimación de los costos ineficientes realizada por la ASF, la CFE señaló, por medio del oficio núm. DG/CCI/003/20 del 15 de enero de 2020, lo siguiente:

- “Cualquier análisis de costos eficientes debería considerar (...) los diversos objetivos que persiguen la regulación sectorial; las atribuciones y facultades de las autoridades sectoriales y el estadio de evolución de la reforma”.

^{54/} Banco Mundial. Taking Stock of Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World, A literature Review. 2017.

- “Así, debe considerarse que la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica se realiza por medio de la SENER y la CRE, en el ámbito de sus respectivas competencias, con los objetivos, como lo señala la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), de: (i) garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); (ii) promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad; (iii) impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica; (iv) propiciar la expansión eficiente de la industria eléctrica, respecto los derechos humanos de las comunidades y pueblos; (v) fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional; (vi) apoyar la universalización del Suministro Eléctrico, y (vii) proteger los intereses de los usuarios finales, mientras que el Reglamento de la LIE establece que SENER y la CRE deben propiciar el Desarrollo y Operación Eficiente de la Industria Eléctrica, entendido como aquel que permite un menor costo total para el Sistema Eléctrico Nacional asunto que debe servir como marco de referencia de cualquier metodología sobre eficiencia, sujeto a las restricciones normativas, operativas y ambientales que impongan las autoridades competentes”.

La ASF considera que, aun cuando existen diversos objetivos que las tarifas deben de lograr, debe buscarse un equilibrio en la consecución de los mismos, ya que, de acuerdo con los artículos 1, párrafo segundo, y 2, fracción IV, del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, “la SENER y la CRE deben propiciar (...) el desarrollo y la operación eficiente de la industria eléctrica, entendido como aquel que permita un menor costo total para el Sistema Eléctrico Nacional (...)”, por lo que, en opinión de la ASF, el cumplimiento de dicha obligación sólo se alcanzará reduciendo paulatinamente los costos ineficientes que la CFE presenta en toda su cadena de valor, es por ello que la recomendación persiste, a fin de dar cumplimiento al artículo 134 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

En conclusión, como resultado de la Reforma Energética de 2013, el 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica en la que se estableció que la CRE es el órgano regulador responsable de determinar las tarifas eléctricas del suministro básico prestado por la CFE bajo “costos eficientes”.

Al respecto, en noviembre de 2017, la CRE emitió la “Metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de suministro básico” en la que se estableció una nueva estructura tarifaria, vigente en 2018, integrada por 12 categorías tarifarias para el cobro del servicio eléctrico, conforme a lo dispuesto en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica.

Sin embargo, se observó que la CRE no acreditó contar con una definición oficial que precise en qué consisten los costos eficientes del suministro básico, la cual permita delimitar qué características o criterios deben de cumplir éstos para ser considerados así, y que sirva de referencia para determinar las variables que permitan estimarlos y cuantificarlos.

Asimismo, la ASF identificó que la estructura tarifaria de la CRE reconoció costos ineficientes atribuibles a cada eslabón de la cadena de valor de la CFE, relativos a los altos costos de generación, las elevadas pérdidas de energía en transmisión y distribución, y la cartera

vencida de la empresa, los cuales se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, lo cual no fue acorde con lo establecido en el artículo 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, en donde se dispone que la determinación y la aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para el suministro básico deben tener como objetivo permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar costos eficientes.

El monto estimado por la ASF de los costos ineficientes, en 2018, fue de 161,520.9 millones de pesos, conformados por 134,883.9 millones de pesos en el segmento de generación (83.5%); 25,780.5 millones de pesos en transmisión y distribución (16.0%), y 856.5 millones de pesos en el suministro básico de electricidad (0.5%).

La ASF también estimó que, en 2018, los costos ineficientes de la CFE reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria (161,520.9 millones de pesos) fueron superiores en 18.2% a los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (136,634.2 millones de pesos). De esta forma, en la práctica, con dichos subsidios se financia la operación deficiente de la CFE; no obstante, el subsidio beneficia en forma indirecta a los sectores de consumo doméstico y agrícola, ya que la tarifa establecida por la SHCP no permite que dichas ineficiencias sean transferidas a esos sectores.

Cabe señalar que estas ineficiencias se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, y corresponden a problemas históricos y estructurales de la CFE que han persistido y se han agudizado a la fecha, tales como los elevados costos de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, y la alta cartera vencida, que obedecen, entre otros aspectos, a la falta de inversión para la construcción, optimización, modernización y mantenimiento del parque de generación y para la ampliación de las redes de transmisión y distribución; las ineficaces estrategias de cobranza y de recuperación de la cartera, así como a la cultura del robo de electricidad y del no pago del servicio eléctrico. Es por ello que la mejora de la metodología empleada para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico, para no transferir ineficiencias a los usuarios del servicio, debe ir a la par de la mejora en el desempeño y los resultados operativos y financieros de la CFE, con el propósito de reducir tales ineficiencias en el corto, mediano y largo plazos.

El hecho de que los subsidios financien la operación deficiente de la CFE, aunado a la regresividad y los costos de oportunidad de dichos subsidios, denota la necesidad de mejorar la estimación, la determinación y la focalización de los mismos, a fin de que éstos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable de los sectores doméstico y agrícola.

Por último, la ASF estimó que los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE (0.74 pesos/kilowatt hora) representaron el 31.2% de la tarifa promedio ponderada de este órgano regulador (2.37 pesos/kilowatt hora), porcentaje de ineficiencias que se cargó a las tarifas de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria.

2018-0-18100-07-1578-07-001 Recomendación

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Federal de Electricidad, defina una estrategia, de carácter integral, para reducir, paulatinamente, las ineficiencias de esta Empresa Productiva del Estado en la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de energía eléctrica, a fin de que, en el mediano y largo plazos, ésta opere bajo costos eficientes y, como resultado, se reduzcan las tarifas del servicio eléctrico y se genere rentabilidad y valor económico en favor del Estado Mexicano, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 4 de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, y 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-005 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía establezca un proceso de mejora continua que permita perfeccionar la metodología empleada en la fijación de las tarifas del suministro básico de electricidad, con objeto de: a) definir en qué consisten los "costos eficientes" del suministro básico, para contar con un concepto oficial con el cual se delimiten las características o los criterios que estos costos deben cumplir para ser considerados así y que sirva de referencia para determinar las variables que permitan estimarlos y cuantificarlos; b) identificar, en la estructura tarifaria vigente, los costos ineficientes de la CFE que están siendo reconocidos por la CRE, a fin de que, en el mediano plazo, tales ineficiencias no sean transferidas a las tarifas eléctricas de los usuarios finales del suministro básico, y c) estimar con mayor precisión los costos eficientes bajo los que debería operar el servicio eléctrico proporcionado por la CFE, con la finalidad de que el cálculo y la determinación de estas tarifas eléctricas estén sustentados en costos eficientes a lo largo de la cadena de valor de generación, transmisión, distribución y suministro básico de electricidad, a fin de cumplir con los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 140, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

5. Supervisión, verificación, inspección y sanción

Para 2018, la CRE contó con el "Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deben llevarse a cabo", publicado en el DOF el 11 de noviembre de 2016, en donde se establece que, para determinar la muestra final de sujetos que deberán ser supervisados, se analizan seis variables: 1) la ubicación geográfica del sujeto a verificar; 2) la fecha de la última visita de verificación; 3) la importancia del permisionario en el sector; 4) el tipo de tecnología; 5) el cumplimiento de pagos de derechos, y 6) la presentación de documentación e información obligatoria.

Con base en dicha metodología, la CRE publicó el Programa Anual de Visitas de Verificación 2018, en donde se estableció que, en ese año, el órgano regulador debía realizar 811 visitas, de las cuales 80 (10.0%) correspondieron al sector eléctrico; sin embargo, al finalizar el año, únicamente llevó a cabo 69 (86.2%), por lo que la CRE incumplió con su programación.

De las 69 visitas de verificación realizadas, en 30 (43.5%) se encontró algún tipo de incumplimiento, 13 (18.8%) de los cuales fueron notificados a la Unidad de Asuntos Jurídicos (UAJ) para que, con base en la “Guía para la ejecución de los procedimientos de visitas de verificación de la Comisión Reguladora de energía”, dicha unidad determinara la sanción correspondiente. Los incumplimientos detectados fueron los siguientes:

- En 4 casos, se tuvo una capacidad de generación mayor que la autorizada.
- En 3, no se logró llevar a cabo la verificación.
- En 2, la central no se ubicó en el domicilio indicado.
- En 2, se produjo energía eléctrica después de la revocación del permiso.
- En 2, las instalaciones no fueron operadas por el permisionario, sin que la CRE hubiera recibido documentación de la transferencia de los derechos de generación.

Sin embargo, aun cuando estos 13 incumplimientos fueron notificados a la UAJ para su seguimiento y, en su caso, la imposición de la sanción correspondiente, la CRE no ha emitido ninguna sanción. Como hechos posteriores y en respuesta a la presentación de resultados finales, el órgano regulador remitió el estatus en el que se encuentra el proceso de sanción, en donde se reporta la dictaminación de un caso con el número de expediente D/027/2019, del 26 de noviembre de 2019; mientras que los 12 incumplimientos restantes se encuentran en estatus de evaluación. No obstante, la CRE no informó sobre el sentido del dictamen, ni acreditó las razones por las que no se han concluido los procesos sancionatorios, por lo que la ASF comunicó este hallazgo a la Auditoría Interna de la CRE, mediante oficio núm. DGADDE/027/2020 del 20 de enero de 2020, para que investigue la posible existencia de responsabilidades en la Unidad de Asuntos Jurídicos de la CRE, en la falta de oportunidad con la que se concluyen los trámites de sanción en el sector eléctrico.

Por otra parte, en opinión de la ASF, el hecho de que en 30 (43.5%) de las 69 visitas realizadas en 2018 se detectó algún tipo de incumplimiento significa una alta incidencia de irregularidades presentadas por parte de los permisionarios, por lo que es necesario que la CRE amplíe su muestra, a fin de fortalecer su proceso de supervisión y garantizar el cumplimiento de la regulación en el sector eléctrico.

Al respecto, la CRE señaló que, además de la aplicación de los criterios y la metodología para determinar el número de visitas de verificación que debe llevar a cabo anualmente, se encuentra sujeta tanto a la disponibilidad de recursos económicos como de personal; sin embargo, por la importancia que significa la supervisión en el sector eléctrico, la ASF

considera necesario que la CRE realice las gestiones y modificaciones necesarias para controlar el riesgo que podrían significar dichas limitaciones, y esté en posibilidades de optimizar los recursos con los que cuenta, para supervisar una mayor proporción de sujetos regulados del sector energético.

2018-0-45100-07-1578-07-006 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía implemente las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento del Programa Anual de Visitas de Verificación que se establezca, que le permita fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector, proteger los intereses de los usuarios, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, en términos de los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracción I, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 12, fracción XLVII, de la Ley de la Industria Eléctrica; 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y 106 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-007 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía realice las gestiones y modificaciones necesarias para controlar el riesgo que significan las limitaciones en cuanto a la disponibilidad de recursos humanos y financieros, a fin de ampliar la muestra de permisionarios del sector eléctrico que deben ser supervisados cada año, tomando en consideración los resultados negativos de los años anteriores y, con ello, fortalezca su proceso de supervisión y garantice el cumplimiento de la regulación en el sector eléctrico, en términos de los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracción I, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 12, fracción XLVII, de la Ley de la Industria Eléctrica; 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y el Título Segundo, Capítulo I, Numeral 9, Norma Tercera "Actividades de Control", del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

6. Autonomía de la CRE

En la década de 1990, surgió un nuevo paradigma en el sector eléctrico internacional, denominado "Modelo 1990", como respuesta a problemáticas en el sector, tales como deficiencias en la operación, subsidios crecientes y, limitaciones de financiamiento por parte del sector público.^{55/} Dicho modelo se estructuró bajo cuatro componentes fundamentales: a) la institucionalización de la regulación, con la creación de una entidad reguladora

^{55/} Las subvenciones al sector se multiplicaron y las tarifas se establecieron por debajo de los niveles de recuperación de sus costos.

autónoma; b) la reestructuración horizontal y vertical de los actores involucrados en el sector eléctrico; c) la participación del sector privado en la generación y distribución de electricidad y, d) el fomento a la competencia.^{56/}

El objetivo de este modelo fue mejorar la eficiencia del sector y atraer la inversión. “Se prevé un sector energético que persigue fines públicos a través de la motivación del beneficio privado, con la competencia y regulación antimonopólica de frenos y contrapesos”. Este modelo asumió que la inversión privada jugaría un papel relevante en la generación de energía eléctrica y puso gran énfasis en la creación de una institución reguladora como requisito previo para la introducción de la participación del sector privado: “La reforma regulatoria es definida como el establecimiento de una entidad autónoma con responsabilidad en la supervisión regulatoria y con un papel en la toma de decisiones”.^{57/}

Además, dicha entidad posibilitaría lo siguiente:^{58/}

- a) Disciplinar cualquier posibilidad de abusos por parte de la gestión privada.
- b) Proteger a los inversores de la intromisión del gobierno.
- c) Lograr que las empresas de servicios públicos rindan cuentas de sus resultados operativos y financieros.
- d) Asegurar el cumplimiento de la calidad y el servicio ofrecido, al realizar un seguimiento del cumplimiento de las normas.
- e) Permitir la adopción de una metodología de fijación de tarifas transparentes, en consecuencia, contribuir a la recuperación total del costo de capital y lograr que las tarifas reflejen los costos.

El propósito del Modelo 1990 era reducir al mínimo la interferencia política en la fijación de tarifas por medio de una determinación técnica de precios que cubran los costos eficientes a fin de salvaguardar la estabilidad financiera del sector; y al mismo tiempo, proteger a los consumidores de los abusos de las compañías eléctricas y de proporcionarles un servicio de calidad.^{59/}

La creación de un ente regulador autónomo, junto con la participación del sector privado en la generación de electricidad, fueron reformas adoptadas por el 70.0% de los países en

^{56/} World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

^{57/} World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

^{58/} Cfr. World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

^{59/} World Bank Group, *Taking Stock of Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World*, Estados Unidos, Policy Research Working Paper, 2018.

desarrollo, con la intención de que la competencia generaría precios más bajos, mejor calidad y una mayor elección para los consumidores.

Por su parte, a principios de la década de 1990, el Gobierno mexicano comenzó un proceso de reestructuración para estimular una mayor inversión privada en la infraestructura del sector eléctrico.^{60/} Como resultado, se formalizaron contratos de largo de plazo entre la CFE y privados, y se instalaron más de 6,000 megavatios de capacidad. No obstante, CFE, como organismo descentralizado, mantenía bajo su control las funciones de generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad.

En este contexto, en 1993, la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal reconoció la necesidad de regular la participación de los privados en el sector eléctrico, por lo que se creó un órgano administrativo desconcentrado, denominado Comisión Reguladora de Energía, con el objetivo de promover el desarrollo eficiente del suministro y venta de energía eléctrica, la generación, exportación e importación de la energía eléctrica por parte de los particulares y la adquisición de energía eléctrica que se destine al servicio público.^{61/} (Cabe mencionar que dicho órgano administrativo también promovería el desarrollo eficiente de los hidrocarburos; no obstante esta auditoría se centra en la regulación del sector eléctrico).

Pese a las transformaciones en el sector eléctrico, implementadas a partir de 1993, las problemáticas persistieron, principalmente debido a la falta de recursos para inversión en el capital social. Ello tuvo como consecuencia: tarifas eléctricas altas (a pesar del elevado subsidio fiscal que se destina cada año a las tarifas); limitaciones en la producción de electricidad; falta de un árbitro imparcial que decidiera qué electricidad se vende, y problemas para usar energía menos contaminante.^{62/}

Ante este escenario, en diciembre de 2013,^{63/} nuevamente se reestructuró el sector eléctrico, lo que significó que las actividades de generación y suministro de electricidad se abrieran a la inversión privada en tanto que la responsabilidad de la transmisión y distribución permaneció a cargo de la CFE. Con ello, las leyes secundarias producto de la Reforma Energética de 2013 buscaron, entre otros, los objetivos siguientes:

- a) Promover el acceso abierto para facilitar la elección del consumidor para ciertas clases de clientes.

^{60/} Wood Duncan, *La nueva reforma energética de México*, Estados Unidos, México Institute Woodrow Wilson International Center for Scholars, 2018.

^{61/} Comisión Reguladora de Energía, *Ley de la Comisión Reguladora de Energía*, México, CRE, 1995.

^{62/} Secretaría de Gobernación, *Reforma Energética. Resumen Ejecutivo*, México, SEGOB, 2013.

^{63/} En 2008, el Gobierno Federal promovió una reforma energética en materia de hidrocarburos, en la cual hubo reformas a la Ley de la Comisión Reguladora de Energía respecto de ampliar su margen regulatorio respecto de los medios de transporte y almacenamiento de gas natural. Cfr. Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, Puntos relevantes de la Reforma Energética, México, Cámara de Diputados, 2008.

- b) Poner fin al monopolio de la CFE en el suministro minorista y promover el desarrollo de suministradores de energía adicionales para satisfacer el crecimiento anticipado de la demanda.
- c) Reestructurar los marcos regulatorios y operativos para proporcionar información y estimular la inversión privada en la generación, transmisión y suministro de electricidad.

En este contexto, la Comisión Reguladora de Energía dejó de ser un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Energía y se convirtió en un Órgano Regulador Coordinado. Las atribuciones de la CRE, antes y después de la Reforma Energética, se presentan a continuación:



Antes de la Reforma Energética	Después de la Reforma Energética
<p>Naturaleza</p>	<p>Naturaleza</p>
<p>Órgano desconcentrado de la Secretaría de Energía</p>	<p>Órgano Regulador Coordinado de la Secretaría de Energía</p>
<p>Autonomía</p>	<p>Autonomía</p>
<p>Gozará de autonomía técnica, operativa, de gestión y de decisión.</p>	<p>Tendrá autonomía técnica, operativa y de gestión. Contará con personalidad jurídica y podrá disponer de los ingresos derivados de los derechos y aprovechamientos que se establezcan por los servicios que prestan conforme a sus atribuciones y facultades.</p>
<p>Objeto</p>	<p>Objeto</p>
<p>Promover el desarrollo eficiente de las actividades: suministro y venta de energía eléctrica a los usuarios del servicio público; la generación, exportación e importación de energía eléctrica; la adquisición de energía eléctrica; los servicios de conducción, y la transformación y entrega de energía eléctrica.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Regular y promover el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica y la comercialización de electricidad. ➤ Fomentará el desarrollo de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará una adecuada cobertura nacional y atenderá la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.
<p>Atribuciones</p>	<p>Atribuciones</p>
<p>-Participar en la determinación de tarifas para el suministro y venta de energía eléctrica.</p> <p>-Verificar que, en la prestación del servicio público de energía eléctrica, se adquiera aquélla de menor costo.</p> <p>-Aprobar las metodologías para el cálculo de las contraprestaciones por la adquisición de energía.</p>	<p>-Emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento.</p> <p>-Expedir, supervisar y vigilar el cumplimiento de la regulación.</p> <p>-Otorgar permisos, autorizaciones y emitir los demás actos administrativos vinculados a las materias reguladas.</p> <p>-Expedir y aplicar la regulación tarifaria a que se sujetarán la transmisión, la distribución, la operación de los suministradores básicos, la operación del CENACE y los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del suministro básico.</p>

Fuente: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en la Ley de la Comisión Reguladora de Energía (DOF 231-10-1995 / 8-11-2008) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (DOF 11-08-2014).

La Reforma Energética de 2013 fortaleció el papel de la CRE, ya que le otorgó personalidad jurídica y la facultad de disponer de los ingresos y aprovechamientos por los servicios prestados, además, la facultad de regular los servicios públicos de generación, transmisión, distribución y comercialización eléctrica. Respecto de sus atribuciones, antes de la reforma, se limitaban a participaciones, verificaciones y aprobaciones de lo emitido por la SENER; después de la reforma, la CRE emitirá regulación, y supervisará y vigilará su cumplimiento. Asimismo, se convierte en un actor central para el desarrollo de la industria, ya que deberá promover la competencia, proteger los intereses de los usuarios y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad del sistema.

En síntesis, a partir de 1993 el sector eléctrico mexicano contó con un órgano regulador para promover el desarrollo eficiente del sector eléctrico; en 2013, dicho órgano fue reformado para atender los problemas y necesidades actuales de dicho sector.

A continuación, se analiza si la reestructuración jurídica y orgánica de la CRE fue adecuada y conforme a las prácticas internacionales en la materia, y si responde a los retos de la actual industria eléctrica.

A. La autonomía de los órganos reguladores y de la CRE

De acuerdo con el estudio “Rethinking Power Sector Reform in the Developing World”, en el cual el Banco Mundial analiza las prácticas de los órganos reguladores del sector eléctrico, en distintos países, las entidades reguladoras tienen razón de ser sólo en el contexto de un mercado eléctrico horizontal en el que intervienen tanto el sector público como el privado; en un mercado vertical la razón de ser del sector público es actuar en interés público, y no se requiere regulación; además, si el regulador no es autónomo y depende, junto con la empresa de servicios públicos, de otra dependencia del Estado, el regulador tendrá dificultades para ejercer su autoridad. En consecuencia, el ente regulador debe ser autónomo: “La independencia se considera importante. Aísla al regulador de la interferencia política y proporciona un equilibrio entre el derecho del inversor a un retorno justo sobre el capital y el derecho al valor del consumidor”.^{64/}

^{64/} World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019. De acuerdo con el artículo, en la práctica, la verdadera independencia de las entidades reguladoras ha sido difícil porque los gobiernos están reacios a renunciar a sus poderes discrecionales sobre el clientelismo político y planes de inversión en el sector eléctrico.

Desde esta perspectiva, un sistema eficaz y sostenible de gobernanza regulatoria debe tener las tres características siguientes:

GOBERNANZA REGULATORIA POR LOS ENTES REGULADORES

Credibilidad	➤	Los inversores confían en que el sistema cumplirá sus compromisos.
Legitimidad	➤	Los consumidores confían en que el sistema los protegerá del ejercicio del poder del monopolio, ya sea por precios altos y/o servicios deficientes.
Transparencia	➤	Los inversores y consumidores pueden ver cómo y por qué se toman las decisiones.

Fuente: World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

Para lograr estas características en la regulación, existen 10 principios clave que deben cumplir los órganos reguladores:

PRINCIPIOS CLAVE DE LOS ENTES REGULADORES

1.	Independencia	➤	La autonomía implica la libertad para tomar decisiones dentro del alcance de la autoridad y aislamiento de la presión política a corto plazo.
2.	Transparencia y rendición de cuentas	➤	Responsabilidad por las acciones (transparencia y rendición de cuentas en informes y auditorías, obligaciones éticas y de procedimiento).
3.	Transparencia y participación pública	➤	-Disponibilidad de documentos e información utilizados para la toma de decisiones para la inspección pública. -Procedimientos y criterios disponibles para la toma de decisiones.
4.	Previsibilidad	➤	Certeza razonable en cuanto a los principios y reglas que seguirán dentro del marco regulatorio general.
5.	Claridad de roles	➤	Definición cuidadosa de los roles de la ley, evitando la duplicación de funciones, conflictos, señales mixtas a los interesados confusión de políticas.
6.	Integridad y claridad en los roles	➤	Provisión, a todos los interesados, de una notificación previa clara y completa de los principios, directrices, expectativas, responsabilidades, consecuencias del mal comportamiento y objetivos que se conseguirán en la realización de las actividades reguladoras.
7.	Proporcionalidad	➤	La intervención reguladora es proporcional al desafío que se aborda.
8.	Poderes necesarios	➤	Posesión de todos los poderes necesarios para realizar funciones.
9.	Características institucionales apropiadas	➤	Capacidad para desempeñarse de manera consistente de manera profesional, competente y exhaustiva.
10.	Integridad	➤	Existencia de reglas estrictas que rigen el comportamiento de los tomadores de decisiones, a fin de evitar irregularidades o cualquier conducta que parezca ser inapropiada.

Fuente: World Bank Group, *Taking Stock of Economic Regulation of Power Utilities in the Developing World*, Estados Unidos, Policy Research Working Paper, 2018.

Nota: El segundo principio clave aparece en el texto original como "Accountability". /

En este contexto, la independencia o autonomía del ente regulador es el principio clave más relevante, porque sin éste no se puede garantizar la imparcialidad de sus decisiones: “La plena autonomía surge del ejercicio de una gama de poderes (...) para tomar y hacer cumplir las decisiones que afectan a las partes interesadas, para capturar recursos presupuestarios adecuados y para gestionar procesos internos”.^{65/} La transparencia y la rendición de cuentas es el segundo principio clave más relevante ya que sin ésta los reguladores no tienen ninguna obligación con las partes interesadas a las que deben servir y proteger. Por ello autonomía y responsabilidad deben ir de la mano. “No tiene sentido tener un regulador que es altamente responsable, pero carece de autonomía. Del mismo modo, un regulador altamente autónomo que carece de responsabilidad puede abusar de su poder”.^{66/}

Con la finalidad de medir el grado de autonomía de los órganos reguladores, en el estudio se proponen criterios para determinar su grado de independencia. Para verificar que la CRE, como Órgano Regulador Coordinado, se ajustó a la práctica internacional, se realizó un comparativo entre las mejores prácticas implementadas en otros países y estudiadas por el Banco Mundial y la regulación que rige a la CRE, así como su respectivo cumplimiento.

En general, la CRE se ajustó a la práctica internacional en materia de autonomía, ya que, de las mejores prácticas implementadas en otros países, la CRE contó con normativa específica al respecto, lo que indica que, teóricamente, la CRE es un ente regulador con autonomía técnica y de gestión, como se muestra a continuación:

- Respecto de regular las tarifas al usuario final, antes de la Reforma Energética, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público era la responsable de fijar las tarifas para el usuario final;^{67/} después de la Reforma Energética de 2013, se fortalecieron las atribuciones de la CRE para expedir y aplicar la regulación tarifaria.^{68/} Al respecto, a partir de 2017 la CRE ejerció dicha facultad al establecer 20 tarifas para los sectores doméstico, comercial, agrícola, de servicios y de mediana y gran industria; no obstante, en el artículo 139 de la Ley de la Industria Eléctrica se indica que el Ejecutivo Federal podrá determinar un mecanismo de fijación de tarifas distinto al determinado por la CRE. En este contexto, el 30 de noviembre de 2017, la SHCP publicó un mecanismo de fijación de tarifas para subsidiar a los sectores doméstico y agrícola.^{69/} Lo anterior indica

^{65/} Cfr. World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

^{66/} Cfr. World Bank Group, *Rethinking Power Sector Reform in the Developing World*, Estados Unidos, International Bank for Reconstruction and Development, 2019.

^{67/} Dichas tarifas eran aprobadas por la Junta de Gobierno de la CFE. La Junta de Gobierno de la CFE estaba integrada por: los secretarías de Hacienda y Crédito Público; de Desarrollo Social; de Economía; de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación, y de Energía, quien la presidía.

^{68/} “A partir de diciembre de 2017, por primera vez, en México se establecieron las bases de la metodología para tener tarifas eléctricas basadas en costos eficientes”. Comisión Reguladora de Energía, *Una reflexión sobre los primeros años de la CRE*, México, Gaceta Informativa octubre-diciembre 2018, 2018.

^{69/} En el artículo 139, párrafo segundo, de la Ley de la Industria Eléctrica se indica que: “El Ejecutivo Federal podrá determinar, mediante Acuerdo, un mecanismo de fijación de tarifas distinto al de las tarifas finales a que se refiere el párrafo anterior

que la atribución de la CRE en la fijación de tarifas para el usuario final es limitada por la propia ley.^{70/}

- Respecto del segundo criterio (Tomar decisiones regulatorias legalmente vinculantes), con la Reforma Energética se fortalecieron las atribuciones de la CRE como Órgano Regulador Coordinado, con lo cual fortalecieron sus atribuciones técnicas y de gestión; no obstante, en 2018, la CRE no acreditó contar con mecanismos ni procedimientos para aplicar la totalidad de las sanciones consideradas en la ley; únicamente se dispuso de procedimientos para aplicar 3 de las 35 sanciones consideradas en dicha ley. Lo anterior podría representar una limitante para regular y promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, y limitar su capacidad para asegurar que se aplique la regulación emitida.

En respuesta a la reunión de presentación de resultados finales, la CRE indicó lo siguiente:

- El manual y la guía^{71/} son instrumentos genéricos que abordan tres rubros para la detección de incumplimientos por parte de las personas que realizan actividades reguladas por la CRE, entre las que se encuentran incumplimientos en las visitas de verificación, requerimientos de información y, supervisión y vigilancia del cumplimiento de obligaciones.

Con la revisión del Manual y la Guía, la ASF determinó que en dichos documentos no se indican procedimientos específicos para aplicar efectivamente las sanciones correspondientes cuando se identifiquen incumplimientos en rubros relacionados, principalmente, con construir obras de infraestructura en la industria eléctrica sin resolución favorable; incumplir la prestación del servicio de transmisión y distribución; violar la regulación tarifaria; incumplir las disposiciones en materia de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad en el Sistema Eléctrico Nacional; suspender el suministro eléctrico a un usuario final; y a quien consume energía sin haber celebrado un contrato, entre otras. Por lo que es necesario que se fortalezca este procedimiento administrativo de sanción.

- En relación con los criterios tercero y cuarto (Establecer la fuente de financiamiento regulatorio y Permitir la determinación del presupuesto propio), en la Ley de los

para determinados grupos de Usuarios del Suministro Básico, en cuyo caso el cobro final hará transparente la tarifa final que hubiere determinado la CRE”.

^{70/} Cabe señalar que, con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2018, y como parte de la segunda entrega de informes individuales, la ASF realizó una auditoría de desempeño a la CFE Suministrador de Servicios Básicos, en la cual realizó una sugerencia a la Cámara de Diputados, para que analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias con objeto de establecer, en la Ley de la Industria Eléctrica, que la CRE, la SENER y la CFE deben instrumentar mecanismos de coordinación y canales de comunicación, de carácter permanente, con el propósito de contar con la información que permita la estimación precisa de los costos eficientes que son la base de la determinación de las tarifas eléctricas reguladas, a fin de que dicha estimación posibilite a la CFE obtener el ingreso necesario para recuperar los costos eficientes de la operación, garantizando que la CRE se mantenga como la autoridad competente en la fijación de las tarifas eléctricas. Cfr. Informe de auditoría núm. 498-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”.

^{71/} “Guía para la ejecución de los procedimientos de visitas de verificación de la Comisión Reguladora de Energía”.

Órganos Reguladores Coordinados se establece que la CRE: a) puede disponer de los ingresos y aprovechamientos que genera;^{72/} b) la Cámara de Diputados realizará las acciones necesarias para proveer de recursos presupuestarios a los Órganos Reguladores Coordinados,^{73/} y c) debe sujetarse presupuestalmente a lo previsto a la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, al formar parte de la Administración Pública Centralizada.^{74/}

- Respecto del criterio quinto (Fijar el plazo de los comisionados, así como el proceso para su remoción), la normativa establece los procesos para la designación de los Comisionados; los años de duración en el cargo, y los supuestos de remoción.
- En cuanto al criterio sexto (Prohibir conflictos de interés a los comisionados), la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética prohíbe los conflictos de interés para los comisionados; al respecto, la CRE acreditó que sus siete comisionados no presentaron conflicto de interés, en 2018.
- En relación con el criterio séptimo (Permite la determinación de su estructura interna), se identificó que, en 2017, emitió su Reglamento Interno, el cual fue modificado en 2018. Asimismo, se verificó que, como hechos posteriores, en 2019, la CRE modificó dicho reglamento para cumplir con los compromisos de austeridad del Gobierno Federal.
- En los criterios octavo y noveno (Contratación suficiente de personal técnico y Exenta al regulador de las normas públicas de empleo), se identificó que el 1 de febrero de 2018 la CRE publicó en el DOF el documento “Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía aprueba el Estatuto del Sistema de Gestión de Capital Humano”, el cual tuvo por objeto emitir las disposiciones aplicables para la atracción, ingreso, profesionalización y retención del capital humano. Además, como hechos posteriores, se verificó que el 6 de febrero de 2019 se publicó en el DOF el Estatuto del Servicio Profesional de Carrera de la CRE, documento con el que se abrogó el acuerdo emitido en 2018.
- Respecto del criterio décimo (Escala salarial del sector público), hasta 2018, la CRE definía la tabulación de las remuneraciones de los servidores públicos; como hechos posteriores, se identificó que la CRE, a partir de la publicación de la Ley de Remuneraciones de los Servidores Públicos el 12 de abril de 2019, ajustó su escala salarial para cumplir con esta ley.

En síntesis, la CRE cumplió con las mejores prácticas en materia de independencia para garantizar la autonomía técnica y de gestión como un Órgano Regulador Coordinado en

^{72/} Cfr. Artículo 29 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados.

^{73/} Cfr. Artículo 32 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados.

^{74/} Cfr. Artículo 30 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados.

Materia Energética que asegure el cumplimiento de sus funciones y esté en condiciones de disciplinar cualquier posibilidad de abusos por parte de la gestión privada; asegurar el cumplimiento de la calidad y el servicio ofrecido, y lograr que las empresas de servicios públicos rindan cuentas de sus resultados operativos. No obstante, en la práctica, se identificaron restricciones que representan riesgos para que la CRE pueda ejercer su autonomía como Órgano Regulador Coordinado.

Por lo que, es necesario que la CRE fortalezca su autonomía técnica y de gestión para garantizar el desarrollo eficiente de la industria eléctrica; la promoción de la competencia en el sector, la protección de los intereses a los usuarios y propiciar una adecuada cobertura nacional, así como la atención a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y prestación de los servicios; de lo contrario, las deficiencias detectadas pudieran afectar que la política no se implemente conforme a su diseño normativo dentro de un modelo energético competitivo que requiere la regulación eficiente de la industria eléctrica.

2018-0-45100-07-1578-07-008 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía fortalezca los mecanismos y defina los procedimientos específicos para imponer las sanciones de las 35 infracciones a que hace referencia el artículo 165 de la Ley de la Industria Eléctrica, a fin de cumplir a cabalidad su objetivo de regular y promover el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica y la comercialización de electricidad, en términos de los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y 12, fracción L, 165 y 166, párrafo primero, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

7. Gobernanza Regulatoria en la CRE

La gobernanza regulatoria se refiere a la forma en la que se dirige, controla, financia y rinde cuentas un órgano regulador.^{75/} En este contexto, un análisis de gobernanza regulatoria implica la valoración de tales conceptos, con la finalidad de mejorar su eficiencia y promover el crecimiento y la inversión.^{76/}

Es importante señalar que, aun cuando el proceso de reforma energética iniciado en 2013, se justificó, entre otros elementos, por la necesidad de fortalecer el sistema energético de México y colocar al país de forma competitiva en el panorama internacional, en la normativa no se han incluido disposiciones que orienten a la CRE hacia un modelo de gobernanza regulatoria basado en estándares y mejores prácticas internacionales.

^{75/} OCDE. Glossary of Statistical Terms, Governance Definition.

^{76/} OCDE, 2017, "Gobernanza de Reguladores: Impulsando el desempeño de los órganos reguladores en materia energética de México", p. 22.

Este resultado se enfoca en analizar la implementación del proceso de gobernanza regulatoria en la CRE, como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, tomando como referencia los siete principios en materia de gobernanza de los reguladores incluidos en el documento “Best Practice Principles for Regulatory Policy” de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). El análisis se presenta a continuación:

1. Claridad de la función

La observancia de este principio es esencial para que el regulador comprenda su ocupación y la cumpla eficazmente. El papel del regulador debe definirse claramente en términos de sus objetivos, funciones y coordinación con otras entidades.

Se constató que la CRE cumplió con el principio de “Claridad de la función”, dictado por la OCDE, ya que definió y dio a conocer sus objetivos y misión en la Estrategia Programática del Presupuesto de Egresos de la Federación 2018, en el Plan Estratégico 2018-2022, y en el “Manual de Organización General de la Comisión Reguladora de Energía”; definió su estructura organizacional mediante la cual busca cumplir su mandato, y estableció los mecanismos de coordinación institucional para la conformación del Consejo de Coordinación del Sector Energético (CCSE),^{27/} y del Sistema de Reguladores del Sector Energético (SRSE).^{28/}

2. Prevenir la influencia indebida y mantener la confianza

Este principio señala que las decisiones y funciones de los reguladores deben realizarse con la máxima integridad, es importante que el regulador sea visto como independiente, para mantener la confianza del público en la objetividad e imparcialidad de las decisiones.

En 2018, la CRE dispuso de su Código de conducta, que condujo a los servidores públicos de la comisión en el desempeño de sus funciones, bajo los principios de legalidad, honradez, lealtad, imparcialidad y eficiencia, con la finalidad de mantener su funcionamiento bajo la máxima integridad posible y mantener la confianza de las distintas partes interesadas; sin embargo, se identificaron restricciones que representan riesgos para que la CRE pueda ejercer su autonomía como Órgano Regulador Coordinado en el proceso de imposición de sanciones.

3. Toma de decisiones y estructura del órgano rector

Para garantizar el funcionamiento y efectividad de los órganos reguladores, la OCDE recomienda preservar su integridad y cumplir con su objetivo, por medio de acuerdos que establezcan responsabilidades entre autoridad política, el órgano rector o la persona a cargo de la toma de decisiones.

^{27/} El Consejo de Coordinación del Sector Energético está integrado por la Secretaría de Energía; la Comisión Nacional de Hidrocarburos; el Centro Nacional de Control del Gas Natural, y el Centro Nacional de Control de Energía.

^{28/} El Sistema de Reguladores del Sector Energético está integrado por la Comisión Reguladora de Energía; la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

En términos formales, en 2018 la CRE dispuso de un marco normativo alineado con el principio de “Toma de decisiones y estructura del órgano rector”, dictado por la OCDE, ya que contó con un Órgano de Gobierno como autoridad suprema y responsable del proceso de toma de decisiones en la comisión, y estableció su estructura básica, así como sus funciones y responsabilidades, de acuerdo con lo señalado en el Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía; sin embargo, con la auditoría se constató que ni el Programa Anual de Regulación 2018, ni el Programa Anual de Visitas de Verificación Técnica 2018 fueron cumplidos, y la CRE no acreditó las medidas tomadas por el Órgano de Gobierno ante estos incumplimientos; este hecho muestra debilidad en la toma de decisiones y en la estructura del órgano de gobierno. El análisis del Programa Regulatorio Anual y del Programa Anual de Visitas de Verificación Técnica 2018 y las recomendaciones correspondientes se encuentran en los resultados núms. 3 y 5 de este informe, respectivamente.

4. Rendición de cuentas y transparencia

Este principio se refiere a que los reguladores deben informar a las partes interesadas sobre las principales medidas y decisiones en la forma de regular, sus expectativas deben estar claramente definidas y deben publicarse dentro de un plan corporativo.

En 2018, la CRE cumplió con este principio, ya que informó a las partes interesadas sobre las principales decisiones en materia regulatoria, mediante la publicación, en medios electrónicos, de las actas, acuerdos, resoluciones y permisos derivados de las sesiones del Órgano de Gobierno. Además, contó con su Plan Estratégico 2018-2022, elaboró su Programa de Trabajo 2018 y publicó su Informe de Labores 2018.

5. Participación

Los reguladores deben interactuar con las partes interesadas, para mejorar en su operación y en los resultados del esquema regulatorio, así como, mejorar la confianza del público y la toma de decisiones.

En 2018, la CRE, con la intención de atender las necesidades del sector energético, en su carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, participó en el marco del Sistema de Reguladores del Sector Energético (SRSE), conformado por la ASEA, la CRE y la CNH, con la finalidad de: a) llevar a cabo una supervisión conjunta basada en riesgos; b) asegurar una asistencia coordinada en el ciclo de vida de proyectos energéticos, y c) desarrollar el capital humano de los órganos reguladores. Para materializar estas directrices, se elaboró el “Plan Estratégico del Sistema de Reguladores del Sector Energético 2018-2022”, en donde se programó la creación de la Oficina de Asistencia Coordinada del Sector Energético en cada una de las tres dependencias, encargada de brindar atención, orientación e información a cualquiera de las partes interesadas en el sector energético.

6. Financiamiento

El proceso de financiamiento de los reguladores debe ser adecuado, para que el regulador pueda operar de forma eficiente y cumplir eficazmente los objetivos establecidos por el gobierno.

Como parte del proceso de Reforma Energética, iniciado en 2013, quedó autorizado que la CRE podría disponer, de sus ingresos derivados de las contribuciones y aprovechamientos obtenidos por sus servicios en la emisión y administración de permisos, autorizaciones, asignaciones y contratos, y que, si al finalizar el ejercicio presupuestario, existiera saldo remanente de ingresos propios excedentes, la comisión instruirá su transferencia a un fideicomiso. Antes de este periodo, la CRE no contaba con ingresos propios, por lo que su financiamiento provenía en su totalidad de los recursos fiscales autorizados a la SENER.

En este contexto, se constató que, en 2018, la CRE fue presupuestalmente autosuficiente, ya que obtuvo ingresos por el cobro de derechos y aprovechamientos, por 1,354,760.0 miles de pesos, lo que significó haber tenido 130,164.1 miles de pesos adicionales a los 1,224,595.8 miles de pesos que gastó en el cumplimiento de su mandato, y 3.9 veces más que la aportación inicial de recursos fiscales vía PEF, de 346,903.1 miles de pesos, lo que demuestra que cuenta con un mecanismo de financiamiento fue adecuado para operar con eficiencia y cumplir con su objetivo.

El análisis de los mecanismos de financiamiento de la CRE se presenta en el Resultado núm. 2 de este informe.

7. Evaluación del desempeño

La OCDE señala que es importante medir y evaluar el desempeño de los reguladores, debido al impacto que tienen sus acciones y decisiones, esto ayuda a impulsar mejoras en los sistemas y procesos internos, demostrando la efectividad con la que opera y generando confianza en el sistema regulatorio.

En el Plan Estratégico 2018-2022 de la CRE, se incluyó el apartado de “Seguimiento y evaluación”, en donde se establecieron 6 objetivos estratégicos y 15 indicadores de desempeño, con la finalidad de medir los insumos, procesos y resultados de los proyectos regulatorios y estar en posibilidades de adoptar medidas de ajuste para mejorar su desempeño. Sin embargo, tomando como referencia los criterios “SMART” (por sus siglas en inglés),^{79/} definidos por la OCDE, los objetivos e iniciadores establecidos, no fueron suficientes ni adecuados para evaluar el impacto de las acciones de la CRE, ya que no se incluyó el método de cálculo, la periodicidad, el tipo de indicador, sus metas y sus resultados.

^{79/} SMART se refiere a que los objetivos e indicadores sean específicos, mensurables, alcanzables, relevantes y referidos a un plazo concreto.

En suma, en 2018, la CRE avanzó en la implementación del proceso de gobernanza como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, conforme las mejores prácticas en la materia, ya que definió sus funciones y objetivos en los documentos normativos y programáticos; instituyó un Órgano de Gobierno responsable del proceso de toma de decisiones, y estableció su estructura orgánica, con funciones y responsabilidades para cada área; informó a las partes interesadas sobre las principales decisiones y resultados en materia regulatoria; participó en el Sistema de Reguladores del Sector Energético, conformado por la ASEA, la CRE y la CNH para supervisar y controlar conjuntamente los riesgos del sector, y fue autosuficiente presupuestalmente, mediante los ingresos por el cobro de derechos y aprovechamientos. Sin embargo, en 2018 no acreditó haber implementado medidas ante los incumplimientos del Programa Anual de Regulación y del Programa Anual de Visitas de Verificación, lo que denota debilidad en el proceso de toma de decisiones; careció de un sistema de evaluación del desempeño, con indicadores específicos, medibles, alcanzables, relevantes y referidos a un plazo concreto, para verificar el cumplimiento de sus objetivos, lo que limita la mejora continua en el sistema regulatorio, y se detectaron restricciones que representan riesgos para que la CRE pueda ejercer su autonomía como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, por lo que el proceso de adopción de las mejores prácticas de gobernanza regulatoria no está concluido.

2018-0-45100-07-1578-07-009 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía implemente medidas puntuales a fin de: a) establecer mecanismos para fortalecer la estructura del Órgano de Gobierno, para garantizar que se dé cumplimiento a los acuerdos y programas aprobados por dicho órgano, y b) establecer los mecanismos de evaluación del desempeño para definir indicadores específicos, medibles, alcanzables, relevantes y referidos a un plazo concreto en su plan estratégico, que le permitan evaluar su operación, con objeto adoptar las mejores prácticas internacionales, como son, entre estas, los principios en materia de gobernanza de los reguladores reconocidos por la OCDE, y así incidir con lo dispuesto en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, y 110, párrafo cuarto, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 12 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

8. Gestión de Riesgos

En este resultado se analiza la gestión de riesgos llevada a cabo por la CRE en 2018, tomando como referencia el documento “Gestión del Riesgo Empresarial – Integración con Estrategia y Desempeño”, del Committee of Sponsoring Organizations of The Treadway Commission (COSO). Para llevar a cabo dicho análisis, se desarrollaron los tres apartados siguientes:

a) Sistema de Gestión de Riesgos implementado en la CRE

De acuerdo con las mejores prácticas internacionales establecidas en el documento “Gestión del Riesgo Empresarial – Integración con Estrategia y Desempeño”, de COSO, la gestión de riesgos empresariales se integra por cinco componentes: 1) Gobierno y cultura; 2) Estrategia y establecimiento de objetivos; 3) Desempeño; 4) Revisión y monitoreo, y 5) Información.^{80/}

Con la revisión de la información y de la evidencia documental, se constató que, en términos generales, en 2018, la CRE implementó un sistema de gestión de riesgos que le permitió evaluar aquellos que amenazaron el logro de sus metas y objetivos, como se presenta a continuación:

Componente 1. Gobernanza y Cultura: en 2018, la CRE conoció sus riesgos estratégicos y directivos, y estableció las acciones de mitigación para cada uno de ellos; contó con una estructura orgánica que le permitió administrar los riesgos detectados; elaboró un Código de Conducta y, estableció un Comité de Ética y Prevención de Conflictos para atender las quejas y denuncias del personal; sin embargo, la Comisión no acreditó el compromiso de su Órgano de Gobierno y de su Presidente con los valores y los principios establecidos en su Código de Conducta, ni la implementación de los mecanismos con los que contó para atraer, desarrollar y retener a profesionales capacitados.

Componente 2. Estrategia y establecimiento de objetivos: en 2018, la CRE estableció en su Plan Estratégico 2018-2022, el incremento de sus atribuciones derivadas de la reforma energética; su reestructura organizacional, así como los objetivos y estrategias que le permitirán cumplir con su mandato como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética; sin embargo, no dio a conocer la tolerancia o apetito de los 17 riesgos identificados, ni demostró la alineación de dichos riesgos con los objetivos planteados en su Plan Estratégico 2018- 2022.

Componente 3. Desempeño: se verificó que la CRE elaboró su Mapa de Riesgos y Matriz de Administración de Riesgos en las que se consideraron los 17 riesgos establecidos en su PTAR 2018, así como sus acciones de mitigación; además, la Comisión informó que su seguimiento es trimestral y se realiza mediante los reportes avances del PTAR en los que se identifica la gravedad de los mismos y el seguimiento de las acciones para atenuarlos. Sin embargo, en la información proporcionada por la Comisión no se identificó la priorización de los riesgos

^{80/} 1) Gobierno y cultura: se define el rumbo de la entidad y su marco de valores éticos, los comportamientos deseados y la comprensión de los riesgos en la entidad. 2) Estrategia y establecimiento de objetivos: se definen los riesgos; se establecen los mecanismos para su gestión; se define la tolerancia al riesgo, y se alinean con las estrategias institucionales. 3) Desempeño: es necesario identificar y evaluar aquellos riesgos que puedan afectar a la consecución de los objetivos estratégicos. Los riesgos se priorizan en función de su gravedad en el contexto del apetito o tolerancia al riesgo. Posteriormente, la organización selecciona las respuestas ante el riesgo y adopta una visión a nivel cartera con respecto al nivel de riesgo que ha asumido. 4) Revisión y monitoreo: al examinar el desempeño de la entidad, una organización puede determinar cómo funcionan los componentes de gestión del riesgo con el paso del tiempo en un entorno de cambios sustanciales, y qué aspectos son susceptibles de revisar y modificar. 5) Información, comunicación y reporte: la gestión del riesgo requiere de un proceso continuo de obtención e intercambio de la información necesaria, tanto de fuentes internas como externas, que fluya en todos los niveles de la organización.

detectados, toda vez que se desconocieron las alineaciones de éstos con los objetivos establecidos en su Plan Estratégico 2018-2022; además, no acreditó la totalidad de los reportes de seguimiento de los riesgos detectados.

Componente 4. Revisión y monitoreo: la CRE demostró que la forma en la que identificó y evaluó los cambios internos y externos que pudieron haber afectado el logro de sus objetivos, fueron mediante los reportes de avances del PTAR, los cuales se realizan trimestralmente; sin embargo, no contó con todos los reportes que debía realizar en el año, ni estableció mecanismos para enfrentar los riesgos emergentes y atípicos.

Componente 5. Información, comunicación y reporte: la CRE informó del establecimiento del sistema "SICOIN", el cual le permitiría dar seguimiento y administrar los riesgos detectados; sin embargo, dentro de la información proporcionada no se dio a conocer cómo funciona y, de qué manera este mecanismo contribuye al cumplimiento de los objetivos de la Comisión; tampoco acreditó la implementación de mecanismos para dar a conocer los riesgos a las áreas operativas, ni a las partes interesadas.

En este contexto, con la implementación de su sistema de gestión de riesgos, en 2018, la CRE identificó en su Programa de Trabajo de Administración de Riesgos 2018 un total de 17 riesgos a los que se encontró expuesta: 6 directivos y 11 estratégicos. Para cada uno de ellos, la CRE determinó el tipo, nivel de decisión, factor, impacto y probabilidad, y se establecieron acciones de mitigación específicas.

b) Gestión de riesgos de fraude y corrupción

En materia del combate a la corrupción, la ASF verificó que, en 2018, la CRE no consideró ningún riesgo de corrupción ni fraude, en su Programa de Trabajo de Administración de Riesgos, su Mapa de Riesgo, ni en su Matriz de Administración de Riesgos de ese año, por lo que no cuenta con ninguna estrategia, ni mecanismos que le permitan establecer la probabilidad de que se materialicen, las áreas en las que podrían presentarse, ni el impacto que podría tener en la operación de la Comisión los riesgos mencionados.

c) Áreas clave con riesgo detectadas por la ASF

La ASF, con base en los resultados obtenidos en la presente auditoría, determinó que el proceso de administración de riesgos en la CRE no consideró la totalidad de los riesgos a los que se encontró expuesta, por lo que su presidente y su Órgano de Gobierno desconocen el efecto que éstos podrían tener en el logro de los objetivos de la Comisión. Los riesgos identificados fueron los siguientes:

RIESGOS A LOS QUE SE ENCONTRÓ EXPUESTA LA CRE, 2018

Áreas de riesgo	Descripción
Operación del SEN	<ul style="list-style-type: none"> Falta de información para la toma de decisiones, respecto de la confiabilidad, estabilidad y seguridad del SEN.
Planeación, programación e implementación de la regulación	<ul style="list-style-type: none"> Deficiencias en la planeación y falta de un diagnóstico que permita identificar y atender las necesidades del SEN.
Tarifas de suministro	<ul style="list-style-type: none"> La metodología empleada en la fijación de las tarifas del suministro básico de electricidad no se definió con base en "costos eficientes".
Supervisión	<ul style="list-style-type: none"> Limitada cobertura de la supervisión; ante indicios de una alta incidencia de incumplimientos por parte de los sujetos regulados.
Sanción	<ul style="list-style-type: none"> Deficiencias para cumplir con su atribución sancionatoria.
Autonomía	<ul style="list-style-type: none"> Limitaciones para ejercer plenamente su autonomía. Falta de coordinación entre los operadores y participantes del SEN.
Agenda 2030	<ul style="list-style-type: none"> Suspensión de las subastas de energía. Modificación de los requisitos para el otorgamiento de los CEL's.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CRE mediante oficio núm. UA-DGAF-500/119782/2019, de fecha 11 de noviembre de 2019, así como de los resultados realizados en la presente auditoría.

Como hechos posteriores, y en respuesta a la presentación de resultados finales, la CRE informó que, actualmente, "la Unidad de Electricidad (UE), en conjunto con la Unidad de Administración, ambas de la CRE, se encuentran en desarrollo del nuevo Programa de Trabajo de Administración de Riesgos 2020, en el cual se incluirán los factores de riesgo que deberán vigilarse y mitigar, y que permitan informar a las instancias correspondientes sobre los riesgos en materia de operación del SEN; planeación, programación e implementación de la regulación; supervisión; sanción y, cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales establecidos en la Agenda 2030"; no obstante, el órgano regulador no remitió la documentación que acredite las acciones señaladas, por lo que la observación prevalece.

2018-0-45100-07-1578-07-010 **Recomendación**

Para que la Comisión Reguladora de Energía realice e implemente un programa institucional de prevención de la corrupción, a fin de que identifique todos los riesgos a los que posiblemente se encontró expuesta, los defina, evalúe, establezca su nivel de riesgo, su impacto y probabilidad, sus acciones de mitigación y defina los mecanismos para que se les dé seguimiento constante, con el objetivo de que no afecten el logro de metas y objetivos de la institución, en términos de lo establecido en los artículos 134, párrafo primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas y, del Título Segundo, Capítulo I, Numeral 9, Norma Primera "Ambiente de Control", del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, publicado en el

Diario Oficial el jueves 3 de noviembre de 2016, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-011 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía instrumente estrategias para perfeccionar y fortalecer el sistema de gestión de riesgos, a fin de que éste le permita prevenir, detectar, evaluar, responder y dar seguimiento a los riesgos a los que la Comisión se encuentra expuesta y, así, lograr sus metas y objetivos institucionales mediante: a) la implementación de mecanismos para el desarrollo y retención de su personal; b) la identificación del apetito o tolerancia a los riesgos a los que se encuentra expuesta; c) el establecimiento de objetivos que estén alineados a los riesgos identificados; d) el seguimiento de los riesgos detectados; e) el establecimiento de mecanismos para enfrentar riesgos emergentes y atípicos, así como para darlos a conocer a las áreas operativas y las partes interesadas, y f) un sistema de información que contribuya a la adecuada toma de decisiones en materia de administración de riesgos, en términos de lo establecido en los artículos 134, párrafo primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas y, Título Segundo, Capítulo I, Numeral 9, Norma Primera "Ambiente de Control"; Norma Segunda "Administración de Riesgo", y Norma Tercera "Actividades de Control", del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, publicado en el Diario Oficial el jueves 3 de noviembre de 2016, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

2018-0-45100-07-1578-07-012 Recomendación

Para que la Comisión Reguladora de Energía establezca estrategias con el propósito de controlar o, en su caso, comunicar a las instancias pertinentes los riesgos detectados en materia de autonomía; operación del SEN; planeación, programación e implementación de la regulación; supervisión; sanción y cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales establecidos en la Agenda 2030, a fin de que no afecten el logro de metas y objetivos institucionales, en términos de lo establecido en los artículos 134, párrafos primero y segundo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas y, el Título Segundo, Capítulo I, Numeral 9, Norma Primera "Ambiente de Control", del Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno, publicado en el Diario Oficial el jueves 3 de noviembre de 2016, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

9. Contribución de la CRE en el cumplimiento de la Agenda 2030

La expansión de las energías renovables en la matriz forma parte de la Agenda 2030 de las Naciones Unidas (ONU), que estableció en diciembre de 2015 un plan de acción internacional

estructurado en diecisiete Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), desglosados en 169 objetivos y 232 indicadores, que abordan temas fundamentales para lograr el desarrollo sostenible. Al respecto, el ODS 7 se relaciona directamente con el aumento de energías renovables “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”, específicamente con la meta 7.2 “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”.

Para evaluar la contribución de la CRE en el cumplimiento de los compromisos de la Agenda 2030, este resultado se dividió en dos apartados: a) Resultados de las metas nacionales de energías limpias y renovables, 2018 y b) Fomento, promoción y regulación de energías limpias, a cargo de la CRE.

a) Resultados de las metas nacionales de energías limpias y renovables, 2018

De acuerdo con los datos reportados por la SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, al cierre de 2018, los resultados de las metas relativas a contar con participaciones mínimas de generación de energías limpias y renovables del 25.0% y de capacidad instalada del 34.6% para el 2018, se muestra en el cuadro siguiente:

CUMPLIMIENTO DE LAS METAS DE PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS LIMPIAS
Y RENOVABLES EN LA CAPACIDAD Y GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, AL CIERRE DE 2018

Indicador específico asociado			
Indicador	Meta 2018	Cierre 2018	Cumplimiento
Participación de energías limpias en la generación de electricidad.	25.0%	23.2%	92.8%
Participación de energías limpias en capacidad instalada de generación de electricidad	34.6%	33.2%	96.0%

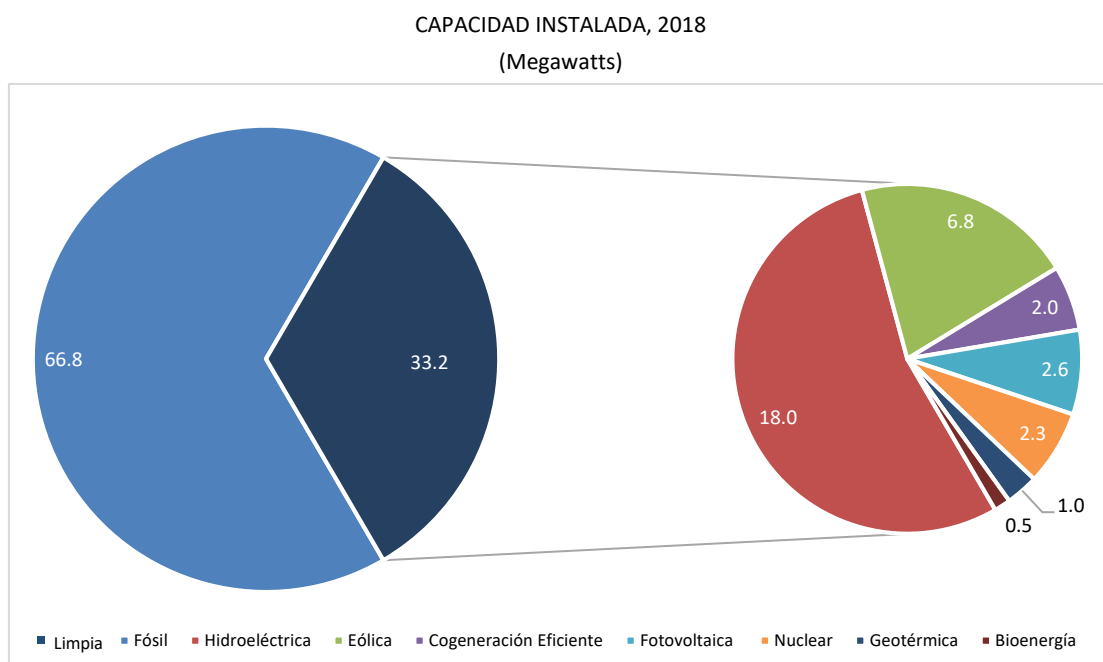
FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Programa Especial de Transición Energética 2017-2018 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

Al cierre de 2018, la meta de participación de energías limpias en la generación de electricidad se cumplió en 92.8%, ya que la generación limpia representó el 23.2% del total producido, lo que significó 1.8 puntos porcentuales por debajo de la meta establecida para ese año; asimismo, la participación de la capacidad instalada limpia representó el 33.2% del total nacional, cifra menor al objetivo planteado, para 2018, en 1.4 puntos porcentuales, por lo que su cumplimiento fue del 96.0%.

El cumplimiento parcial de las metas establecidas en la Ley de Transición Energética y en el Programa Especial de Transición Energética 2017-2018, limita los avances del sector para alcanzar los compromisos internacionales definidos en el largo plazo. Por esta razón resulta

primordial que la SENER, en coordinación con la CRE, definan los mecanismos, estrategias e incentivos que deberán implementarse para cumplir con las metas anuales y de mediano y largo plazos.

De acuerdo con el PRODESEN 2019-2033, la capacidad instalada total de generación eléctrica en el país fue de 70,053.0 MW, de la cual el 33.2% fue de centrales que generan electricidad mediante tecnologías limpias y renovables, como se muestra en el gráfico siguiente:



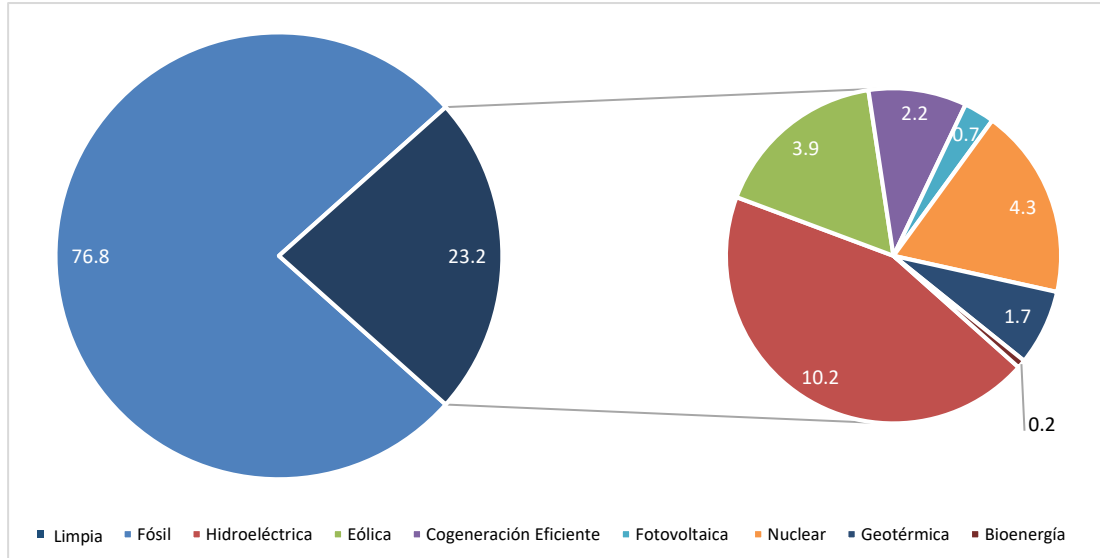
FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

Al cierre de 2018, el 74.7% de la capacidad instalada limpia correspondió a las centrales hidroeléctricas y eólicas, mientras que el 25.3% restante se conformó por las tecnologías de cogeneración eficiente, fotovoltaica, nuclear, geotérmica y bioenergía.

En cuanto a la generación de energía eléctrica, de acuerdo con el PRODESEN 2019-2033, en 2018, se generaron 317,278 GWh,^{81/} de los cuales, el 23.2% se produjo mediante tecnologías limpias y renovables, como se muestra en el gráfico siguiente:

^{81/} La información incluida en el resultado núm. 4 "Establecimiento de tarifas para el cobro del suministro básico de electricidad" sólo hace referencia a la energía eléctrica generada por las centrales eléctricas interconectadas con el SEN. El dato del presente resultado incluye las modalidades de autoabasto, cogeneración, pequeño productor, las cuales no están interconectados al sistema, razón por la cual la cifra presenta variación.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2018
(Gigawatts- hora)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

Al cierre de 2018, el 79.3% (58,425.0 GWh) de la energía limpia y renovable fue generada por centrales hidroeléctricas, eólicas y nuclear, mientras que el 20.7% restante fue producida por centrales de tecnologías cogeneración eficiente, fotovoltaica, geotérmica y bioenergía.

b) Fomento, promoción y regulación de energías limpias

En el marco de la Ley de Transición Energética (LTE) para “Prever el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones” la Secretaría de Energía, en coordinación con la CRE, está facultada para recomendar los mecanismos y los programas más convenientes para promover la inversión en la generación de electricidad con energías limpias para el cumplimiento de las metas, así como evaluar dichos mecanismos e incentivos establecidos.^{82/} Al respecto, se identificaron

^{82/} Artículo 66, párrafo segundo, de la Ley de Transición Energética.

tres incentivos de dicha política pública que operaron en 2018: Certificado de Energías Limpias,^{83/}Subastas de Largo Plazo (SLP), y ^{84/}Generación Distribuida Limpia.^{85/}

- Certificados de Energías Limpias (CEL)

En 2018, la CRE, mediante el Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL), llevó a cabo la gestión y el registro de la información asociada a los CEL, así como al cumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias. Al respecto, en ese año, la comisión emitió un total de 6,899,520.0 CEL que avalaron la generación del mismo número de MWh, los cuales representaron el 11.3% del total de energía limpia vendida en el MEM, lo cual muestra la importancia de este tipo de incentivos en la promoción de la generación limpia y, por ello, en el avance en el cumplimiento de las metas diseñadas para atender los objetivos de la Agenda 2030.

No obstante, como hechos posteriores, en octubre de 2019, la SENER publicó el Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, mediante el cual se estableció que “tendrán derecho a recibir CEL por un periodo de hasta veinte años los generadores limpios que representen a (...) las centrales eléctricas legadas, previstas en la Ley de la Industria Eléctrica, que generen energía eléctrica a partir de fuentes limpias”, por lo que se eliminó el requisito inicialmente establecido, en 2014, relativo a que dichas centrales podrán recibir CEL “siempre y cuando hayan realizado un proyecto para aumentar su producción de energías limpias (...); el periodo de veinte años iniciará a la entrada en operación del proyecto que resulte en el aumento de producción (...)”. Lo anterior debido a que “no se identificó argumento técnico-económico en el que se justifique la causa por la que deba otorgarse CEL a centrales eléctricas legadas, de manera condicionada a la existencia de un proyecto con las características apuntadas”.

Como resultado del análisis de la publicación, se observó que la modificación de los lineamientos repercute en la definición de los Certificados de Energías Limpias como mecanismo para incentivar el incremento de energías limpias en la generación eléctrica, ya que las centrales eléctricas legadas, cuya entrada en operación fue antes de la publicación de la Ley de la Industria Eléctrica, podrán recibir los certificados sin contar con un esquema para aumentar la generación limpia, lo cual podría afectar el cumplimiento de metas en la materia, ya que se elimina el incentivo para incrementar la capacidad mediante estas tecnologías.

^{83/} Son productos comercializables, no tangibles, que representan la prueba de que se generó 1 MWh de electricidad de una fuente de energía limpia elegible. Son el principal mecanismo de fomento de energías limpias para cumplir con las metas de generación establecidas en la ley.

^{84/} Mecanismo operado anualmente por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), con la autorización de la CRE, con el objeto de asignar contratos para potencia, energías limpias y Certificados de Energías Limpias; y tienen la función de promover la inversión, al establecer contratos de largo plazo que aseguran los precios de los productos a venderse.

^{85/} Se refiere a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias que se realiza por un Generador Exento en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga.

- Subastas de Largo Plazo (SLP)

Al primer semestre de 2018, con la realización de las tres primeras SLP se comprometió la instalación de 7,518.0 MW, como se muestra en el cuadro siguiente:

RESULTADOS DE LAS SUBASTAS DE LARGO PLAZO, 2015-2017

Subastas	Núm. de proyectos	Capacidad Comprometida (MW)	Avance Primer Semestre 2018		
			Proyectos	Capacidad	Avance (%)
Total	65	7,518.0	6	1,442.5	19.2
SLP 1 (2015)	16	2,085.0	6	1,442.5	19.2
SLP 2 (2016)	35	2,871.0	n.d.	n.d.	n.d.
SLP 3 (2017)	14	2,562.0	n.d.	n.d.	n.d.

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Reporte de Avance de Energías Limpias al primer semestre de 2018.

En el Reporte de Avance de Energías Limpias al primer semestre de 2018 se informó que “durante los primeros seis meses de 2018, entraron en operación las primeras fases de seis de los proyectos ganadores de las primeras dos subastas con una capacidad total de 1,442.5 MW: cuatro fotovoltaicos (1,274.5 MW) y dos eólicos (168 MW)”, lo que representó el 19.2% del total de MW comprometidos a instalar en las tres SLP.

Al respecto, los 1,442.5 MW representaron el 6.0% de la capacidad limpia instalada, al primer semestre de 2018, y el resto de la capacidad comprometida (6,075.5 MW), una vez concluidos los proyectos, representarían incrementos del 25.2% en la capacidad limpia instalada reportada, y del 8.0% respecto del total de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional, lo que indica que las SLP significaron un incentivo efectivo en el incremento de la participación de energías limpias en la generación eléctrica.

Sin embargo, el 3 de diciembre de 2018 se dispuso la suspensión de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018, con el propósito de revisar sus objetivos y alcances; posteriormente, el 31 de enero de 2019, la SENER informó la determinación de dar por cancelada la citada subasta. Al respecto, la CRE señaló que, como consecuencia de la cancelación de las subastas de largo plazo, “se prevé que, sin la asignación de nuevos productos derivados de las subastas, CFE Suministrador de Servicios Básicos incumplirá sus requisitos de cobertura para el periodo 2020-2038, lo cual ocasionaría sanciones que van desde multas por incumplimiento, hasta terminación de su permiso como suministrador. En adición, el pago de sanciones no exime de las responsabilidades de cobertura, haciendo obligatoria su comparecencia a mercado a un precio posiblemente más elevado, lo cual, a su vez, distorsionaría dichos precios”. De igual manera, “la Ley de Transición Energética establece metas para que el consumo de energía

eléctrica se satisfaga mediante un portafolio de alternativas que incluyan (...) una proporción creciente de generación de energías limpias en condiciones de viabilidad económica. Por la naturaleza de las Subastas de Largo Plazo, la mayoría de los proyectos asignados han sido mediante energías limpias y resultará difícil sustituir dicha capacidad”.

Pese al posicionamiento de la CRE, ésta no acreditó la coordinación con la SENER para el establecimiento de mecanismos o incentivos mediante los cuales se programe la sustitución de las Subastas de Largo Plazo, a fin de contrarrestar el impacto negativo que la ausencia de dicho estímulo pueda ocasionar en el incremento de energías limpias y en el cumplimiento de los objetivos formalizados a nivel internacional.

- Generación Limpia Distribuida

Al cierre de 2018, la capacidad instalada de los proyectos de Generación Distribuida fue de 692.28 MW, amparados por 94,893 Contratos de Interconexión y, de acuerdo con la información reportada por la CFE Distribución a la CRE, la totalidad de la capacidad correspondió a energía limpia: 688.71 MW de energía fotovoltaica (94,844 contratos), 0.58 MW de biocombustibles (34 contratos) y 0.09 MW de energía eólica (15 contratos), lo que representó el cumplimiento de la meta 2018 establecida en el Programa Especial de Transición Energética 2017-2018, relativa a “Incrementar la capacidad instalada de la Generación Limpia Distribuida a 527 MW”.

En suma, pese a que no se alcanzaron las metas nacionales para 2018, en 2019, se cancelaron las subastas de largo plazo y se modificaron los requisitos para obtener Certificados de Energías Limpias (CEL’s), sin que se acreditara que se llevó a cabo un diagnóstico en el que se fundamentaran estas decisiones; estas modificaciones podrían afectar de forma negativa el cumplimiento de los compromisos internacionales. Por lo que resulta urgente que la SENER, en coordinación con la CRE, evalúen y definan los mecanismos, estrategias e incentivos que deberán implementarse para cumplir con las metas anuales y de mediano y largo plazos, en materia de energías limpias y renovables.

Asimismo, los CEL y las Subastas de Largo Plazo carecieron de metas específicas que permitieran medir su avance y contribución en el logro de los objetivos nacionales e internacionales, y establecer su reducción progresiva, la CRE señaló que, “en el marco legal y regulatorio, ésta no está prevista, debido a que México se encuentra en las primeras etapas de adopción presentando una incipiente participación de energías limpias, por lo que se seguirán necesitando incentivos para alcanzar las metas nacionales en la materia”; sin embargo, dicha situación muestra que existen deficiencias en la planificación y el control de estos estímulos, en razón de la insuficiencia de reglas y plazos para ejecutar la política de incentivos.

Como respuesta a la reunión de Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares la Comisión Reguladora de Energía señaló lo siguiente:

- En materia de definición de incentivos “La CRE dispone del seguimiento en el desarrollo de los proyectos resultantes de las tres subastas realizadas por la Secretaría de Energía (...), administra y actualiza el registro de los CEL otorgados (...), [establece] las regulaciones (...) y los requisitos aplicables a los Generadores Limpios que acrediten su cumplimiento a efecto de recibir CEL (...); la CRE puede coadyuvar con información correspondiente a la implementación de la regulación que emana de dicha política energética, pero no cuenta con facultades para la definición o el diseño de incentivos, mecanismos o políticas públicas en materia de energías limpias”.
- Respecto de la modificación de los lineamientos para adquirir CEL’s “(...) cuenta con facultades para otorgar los Certificados de Energías Limpias, emitir la regulación para validar su titularidad y verificar el cumplimiento de dichas obligaciones, pero no cuenta con atribuciones para establecer criterios para el otorgamiento de CEL o de cualquier otro mecanismo que represente un incentivo para el cumplimiento de la política en la materia. Por lo anterior, (...) carece de facultades para evaluar o modificar los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición”.
- En cuanto a la cancelación de las subastas de largo plazo “cuenta con facultades únicamente para la autorización de la Convocatoria y Bases de Licitación a partir de la 4ª subasta, pero no cuenta con atribuciones para establecer un mecanismo alternativo o sustituto a dicho esquema de contratación de cobertura eléctrica. (...) carece de facultades para establecer mecanismos de promoción que recaen en la esfera de la determinación de la política energética en la materia, la cual es una facultad de la Secretaría de Energía”.

Por su parte la Secretaría de Energía señaló lo siguiente:

- Respecto de la suspensión de la Subasta de Largo Plazo SLP-I/2018, correspondiente a 2018, “fue declarada por el Centro Nacional de Control de Energía en atención a la instrucción de la Presidencia de la República, en tanto se llevaba a cabo la revisión de sus objetivos y alcances. (...) El nuevo Gobierno Federal encontró que las Empresas Productivas de la CFE no han participado en igualdad de condiciones que el resto de los participantes del mercado eléctrico, lo que ha impactado de manera negativa sus finanzas. (...) En este sentido, (...) La nueva política energética señalada en el Plan Nacional de Desarrollo, capítulo 3 "Economía", establece el "Rescate del sector energético", (...) rehabilitar y modernizar las instalaciones generadoras de electricidad propiedad del Estado, particularmente las hidroeléctricas, (...) en el PRODESEN 2019-2033, Capítulo VII "Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas", (...) señala que (...) se incorporarán 15,178 MW de centrales eléctricas dentro del periodo 2019-2025 por parte de la CFE, (...) 13.2% (2,002 MW) de Cogeneración, 8.6% (1,305 MW) Eólicos, 8.2% (1,252 MW) Fotovoltaicos, 3.1% (471 MW) Hidroeléctricos, (...) y 0.3% (50 MW) de Geotérmicos. (...) CFE tiene en estudio ocho proyectos geotermoeléctricos, con una capacidad total de 117 MW y la reactivación de la central hidroeléctrica Chicoasén 11 de 240 MW de capacidad (...) En este sentido, el 9 de

diciembre, [la] CFE anunció que el objetivo del Programa de Recuperación de Capacidad de Generación Hidroeléctrica es que la CFE mantenga la principal generación de energía eléctrica en el país, por lo cual tiene 33 proyectos por desarrollar en hidroeléctricas, 18 son de repotenciación de centrales en operación con una inversión de 10 mil 446 millones de pesos; y 15 equipamientos en presas de Conagua y CFE con una inversión de 9 mil 200 millones de pesos”.

- En materia de Certificados de Energías Limpias “éstos son un instrumento que continúa siendo adecuado para fomentar el desarrollo de generación con energías limpias, pues el requisito de cumplimiento de energías limpias que publica la SENER se establece como una proporción del total de la energía eléctrica consumida en los centros de carga, para ser cumplido a los tres años siguientes, es obligatorio y ascendente, y la comprobación de dicho requisito solo se puede acreditar con los CEL (...) aunque los nuevos lineamientos de otorgamiento de CEL pudiera aumentar la cantidad de estos Certificados (al permitir que la CFE los obtenga por sus plantas de generación a partir de fuentes limpias aunque no fueran instaladas posteriormente a la Reforma), los generadores que instalaron proyectos de generación eléctrica tuvieron costos de inversión que ya son competitivos con las demás tecnologías y no requieren de grandes apoyos para su implementación, por lo que algunas empresas verán reducidas sus ganancias, pero seguirán siendo solventes para recuperar la inversión y obtener ganancias moderadas. (...) se consideró que un ajuste sobre el criterio para el otorgamiento de CEL, no genera ningún impacto en el mercado de dichos Certificados de Energías Limpias, ya que no reduce el número de generadores limpios, y por el contrario dicha medida favorece la competencia entre generadores, tanto del sector público como del privado, incrementa la productividad y propicia mejores precios en beneficio de los usuarios finales, evitando la especulación y el aumento de tarifas. De esta manera, tanto los CEL como los requisitos de cumplimiento seguirán operando como incentivo que fomente el incremento de la participación de energías limpias en la generación de energía eléctrica, y contribuyan en el cumplimiento de las metas y compromisos internacionales establecidos en la materia”.

Sobre el particular, la ASF determinó mantener la recomendación al desempeño, a fin de que la Secretaría de Energía, en coordinación con la CRE, documente los hallazgos que fueron resultado de la revisión de los objetivos y alcances de la cancelación de las Subastas de Largo Plazo; así como de la modificación de los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, con el propósito de contar con los diagnósticos que permitan conocer las implicaciones normativas y operativas de la modificación de dichos mecanismos y, en su caso, se implementen los mecanismos o incentivos mediante los cuales se sustituyan las subastas de energía eléctrica, con base en diagnósticos de los alcances de los nuevos incentivos diseñados, los cuales cuenten con estrategias, metas e indicadores asociados; así como mecanismos de reducción progresiva de los incentivos, con la finalidad de fomentar el desarrollo de proyectos de energías limpias y contar con un hoja de ruta para cumplir con las metas nacionales y alcanzar los compromisos internacionales adquiridos mediante la firma de la Agenda 2030.

Asimismo, se destaca que, de acuerdo con el objeto de la LTE para “Prever el incremento gradual de la participación de las Energías Limpias en la Industria Eléctrica con el objetivo de cumplir las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones” la Secretaría de Energía, en coordinación con la CRE, está facultada para recomendar los mecanismos y los programas más convenientes para promover la inversión en la generación de electricidad con energías limpias para el cumplimiento de las metas; así como evaluar dichos mecanismos e incentivos establecidos.

2018-0-18100-07-1578-07-002 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con la Comisión Reguladora de Energía, elabore un diagnóstico sobre la necesidad de implementar incentivos para promover la generación de energía eléctrica a partir de Energías Limpias, particularmente, respecto de las subastas de energía eléctrica, la Generación Limpia Distribuida y los Certificados de Energías Limpias o, en su caso, los que determine la SENER y, con base en los resultados, defina las estrategias de implementación, establezca las metas y los indicadores para su evaluación, e incluya mecanismos de reducción progresiva de dichos incentivos, a fin de garantizar el cumplimiento de los compromisos de energía eléctrica a partir de Energías Limpias, en términos de lo establecido en los artículos 1, párrafo tercero, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 12, fracción XX, de la Ley de la Industria Eléctrica; 66, 94, fracción VI, y tercero transitorio de la Ley de Transición Energética, y el Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, meta 7.2, de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

Consecuencias Sociales

En 2018, la CRE contribuyó a la Expansión del Sistema Eléctrico Nacional, debido a que otorgó 106 permisos de generación con una capacidad a instalar de 15,568.6 MW, lo que representará un aumento del 22.2% de la capacidad de ese año; además, a partir de la Reforma Energética de 2013, emitió 565 permisos de generación de energía eléctrica, de los cuales 213 permisionarios participaron en el Mercado Eléctrico Mayorista, y el 5.2% de la capacidad instalada asociada a dichos permisos perteneció a generadores particulares, promoviendo de esta manera la competencia en el sector eléctrico; sin embargo, las limitaciones para ejercer plenamente su autonomía técnica y de gestión; las deficiencias en materia de planeación y programación de la regulación que debía ser emitida; la estructura tarifaria para la cadena de valor de la CFE que incluyó 161,520.9 millones de pesos de costos ineficientes; el deficiente sistema de gestión y administración de riesgos y las deficiencias en la gestión de la Comisión para coordinarse con la SENER a fin de definir incentivos que permitan promover la generación de energía eléctrica a partir de energías limpias y renovables, le han impedido cumplir con sus obligaciones como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, lo que afecta el desarrollo eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, la protección de los intereses de los usuarios, así como la cobertura nacional de los servicios.

Buen Gobierno

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

Resumen de Observaciones y Acciones

Se determinaron 9 resultados, de los cuales, en uno no se detectó irregularidad y los 8 restantes generaron:

14 Recomendaciones al Desempeño.

También, se incluyó una Sugerencia a la Cámara de Diputados.

Adicionalmente, en el transcurso de la auditoría se emitió(eron) oficio(s) para solicitar la intervención del Órgano Interno de Control y de la(s) autoridad(es) recaudatoria(s) con motivo de 1 irregularidad(es) detectada(s).

Dictamen

El presente se emite el 20 de enero de 2020, 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 desempeño de la CRE en la regulación y supervisión del sector eléctrico. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

De acuerdo con el diagnóstico del Dictamen de la Comisión de Energía del Senado de la Iniciativa de Reforma Energética 2013, entre los principales problemas de la industria estaba la falta de competitividad de las tarifas eléctricas, las limitaciones para la inversión en el segmento de generación, los conflictos de interés en el Sistema Eléctrico Nacional y las limitaciones en la transición energética. Por lo que, se identificó la necesidad de fortalecer a la Comisión Reguladora de Energía (CRE).

Al respecto, en 2014, con la publicación de las leyes secundarias de la Reforma, se instituyó a la CRE como Órgano Regulador Coordinado y se le confirieron atribuciones relativas a emitir la regulación técnica y económica en materia de electricidad para dar certidumbre a los participantes del MEM; fomentar la competencia en el sector electricidad, promover la incorporación de energías limpias, así como otorgar los permisos de electricidad. De acuerdo con lo establecido en la normativa, el objetivo de la Comisión Reguladora de Energía, en materia de energía eléctrica, consiste en promover la competencia en el sector, propiciar una adecuada cobertura nacional, atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, fomentar el desarrollo eficiente de la industria, y proteger los intereses de los usuarios.

Asimismo, bajo el enfoque de auditoría continua, con los resultados de la revisión de la Cuenta Pública 2018, se evidenció que la entidad no mejoró sus procesos, respecto de 2016. Por el contrario, prevalecieron los problemas en los que se encontraba en materia de planeación y programación de los instrumentos regulatorios; asimismo, con la aplicación de nuevos procedimientos se identificaron limitantes para que la CRE pueda ejercer su autonomía técnica y de gestión como Órgano Regulador Coordinado, y deficiencias en la materia de tarifas, supervisión, sanción y gobernanza, así como la coordinación con la SENER para fortalecer el diseño de incentivos para la promoción de energías limpias y renovables.

Con el propósito de fiscalizar, de manera integral, el desempeño de la CRE en la regulación y supervisión del sector eléctrico, en la auditoría practicada la ASF abordó cuatro vertientes: a) cumplimiento del objetivo de la CRE, b) desempeño financiero, c) desempeño operativo, y d) gobernanza.

Por lo que corresponde al objetivo de promover la competencia y el desarrollo eficiente del sector, a partir de la Reforma Energética de 2013, las actividades de generación y suministro de energía eléctrica se abrieron a la participación de particulares, por lo que el otorgamiento de permisos de electricidad en estas materias representó la vía de acceso para que particulares participaran en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Al respecto, de 1963 a 2018, se otorgaron 1,248 permisos en materia de generación de energía eléctrica, vigentes al cierre de 2018, de los cuales 683 (54.7%) fueron bajo la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (antes de 2013) que amparan 41,797.7 MW de capacidad; mientras que 565 permisos (45.3%) se otorgaron bajo la Ley de la Industria Eléctrica, que amparan 86,774.8 MW de capacidad. De los 565 permisos otorgados de 2015 a 2018, el 53.3% de los permisos ya contaban con su capacidad instalada y, de éstos, el 37.7% (213 permisos) participó en el MEM en 2018.

De los 213 permisionarios que participaron en el MEM, 157 (73.7%) correspondieron a centrales generadoras de las EPS CFE Generación I, II, III, IV y VI, mientras que 56 (26.3%) fueron de particulares, los cuales participaron con 4,482.9 MW de capacidad instalada, lo que representó el 9.7% del total de capacidad instalada que ofertó energía en el MEM; de estos últimos, el 69.8% (3,128.8 MW) de la capacidad instalada fue de centrales eléctricas de tecnologías renovables: 1,904.3 MW fotovoltaica, 948.0 MW eólica y 276.5 MW hidroeléctrica, lo cual denota que la apertura del segmento de generación de energía eléctrica a participantes privados ha permitido una mayor incorporación de energías renovables en la generación de electricidad en el país.

Específicamente, en 2018, la CRE otorgó 106 permisos de generación con una capacidad a instalar de 15,568.6 MW, lo que representará un aumento del 22.2% de la capacidad instalada del SEN de ese año (70,053.0 MW), de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033.

En materia de suministro de energía eléctrica, para 2018, de los 62 permisionarios autorizados en el periodo 2015-2018, 18 (29.0%) se encontraban operando en el MEM, de los cuales 16

(25.8%) correspondieron a participantes de suministro calificado; 1 (1.6%) a un suministrador básico (CFE), y 1 (1.6%) a un suministrador de último recurso.

Por lo que se refiere al objetivo de vigilar y evaluar el cumplimiento de los criterios de eficiencia, confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), la CRE expidió las Disposiciones Administrativas de Carácter General denominadas “Código de Red” y definió 11 indicadores, a fin de evaluar dichos criterios; sin embargo, en 2018, no contó con los resultados de estos indicadores, ni tampoco acreditó las acciones de coordinación que llevó a cabo con los operadores del sistema, con el propósito de implementar estrategias que permitieran corregir los resultados negativos obtenidos en 2016 y 2017, por lo que existieron deficiencias en el monitoreo de las metas en materia de confiabilidad del SEN, lo cual podría repercutir en el correcto desempeño del sistema.

En cuanto a la actividad sustantiva de la CRE, que es la regulación técnica y económica en materia de energía eléctrica, en 2018, careció de una planeación y programación integral, fundamentada en un diagnóstico de las necesidades regulatorias para la implementación de las distintas etapas del desarrollo del mercado eléctrico, ya que, en 2018, la CRE emitió su Programa Regulatorio con 21 instrumentos normativos, el cual fue reprogramado, eliminando 10 instrumentos de dicha programación. En el Programa Regulatorio modificado, emitido en agosto de 2018, la CRE programó 22 disposiciones normativas, de las cuales sólo concluyó el 36.4% (8). De acuerdo con la CRE, la reprogramación y la no emisión de instrumentos normativos se debió a que no consideró la totalidad de problemáticas e instrumentos jurídicos relacionados con cada materia a regular; no obstante, la Comisión consideró que ello no tuvo impactos negativos regulatorios ni operativos en el sector, ya que estaba vigente normativa que consideraba algunos elementos relacionados con cada materia a regular.

La ASF considera que la no emisión de los instrumentos normativos programados denota deficiencias de la Comisión en sus procesos de programación y planeación, lo que provocó que, en 2018, no se contara con la normativa prevista con oportunidad, que brindara una mayor certeza jurídica a los participantes y operadores en distintos aspectos técnicos y operativos de la industria eléctrica, situación que limita la promoción del desarrollo eficiente del sector.

En materia de tarifas eléctricas, como resultado de la Reforma Energética de 2013, el 11 de agosto de 2014 se publicó la Ley de la Industria Eléctrica en la que se estableció que la CRE es el órgano regulador responsable de determinar las tarifas eléctricas del suministro básico prestado por la CFE bajo “costos eficientes”; sin embargo, se observó que la CRE no acreditó contar con una definición oficial que precise en qué consisten los costos eficientes del suministro básico, la cual permita delimitar qué características o criterios deben de cumplir éstos para ser considerados así, y que sirva de referencia para determinar las variables que permitan estimarlos y cuantificarlos.

La ASF identificó que la estructura tarifaria de la CRE reconoció costos ineficientes de la cadena de valor de la CFE, relativos a los altos costos de generación, las elevadas pérdidas de energía en transmisión y distribución, y la cartera vencida de la empresa, mismos que se

incluyeron en las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, lo cual no fue acorde con la norma que dispone que la determinación y la aplicación de las metodologías y tarifas reguladas para el suministro básico deben tener como objetivo permitir obtener el ingreso estimado necesario para recuperar costos eficientes.

El monto estimado por la ASF de los costos ineficientes, en 2018, fue de 161,520.9 millones de pesos, conformados por: 134,883.9 millones de pesos en el segmento de generación (83.5%), cuantificados a partir de la energía adquirida a altos costos (esta energía representó el 6.3% de la generación total de CFE, y significó el 32.5% de los costos totales de generación; además, el costo medio de la energía producida de forma ineficiente fue 757.0% más grande que el costo medio de producción eficiente); 25,780.5 millones de pesos, en transmisión y distribución (16.0%) estimados con base en el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas reconocidas en las tarifas (9.7%) menos el promedio de la OCDE (6.0%), considerado este último como pérdidas eficientes, y 856.5 millones de pesos en el suministro básico de electricidad (0.5%), que corresponde al 1.8% de la cartera vencida de la CFE Suministrador de Servicios Básicos reconocida en la tarifa definida por la CRE.

La ASF también estimó que, en 2018, los costos ineficientes de la CFE reconocidos por la CRE en la estructura tarifaria (161,520.9 millones de pesos) fueron superiores en 18.2% a los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (136,634.2 millones de pesos). De esta forma, si bien los subsidios buscan apoyar a dichos sectores de consumo, con éstos se cubre el 84.6% de las ineficiencias operativas de la CFE reconocidas por la estructura tarifaria de la CRE, por lo que, en la práctica, los subsidios financian la operación deficiente de esta Empresa Productiva del Estado, aun cuando de manera indirecta se beneficia a los sectores doméstico y agrícola.

Estas ineficiencias se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria, y corresponden a problemas históricos y estructurales de la CFE que han persistido y se han agudizado a la fecha, tales como los elevados costos de generación, las pérdidas técnicas y no técnicas, y la alta cartera vencida, mismos que obedecen, entre otros aspectos, a la falta de inversión para la construcción, optimización, modernización y mantenimiento del parque de generación y para la ampliación de las redes de transmisión y distribución; las ineficaces estrategias de cobranza y de recuperación de la cartera, así como a la cultura del robo de electricidad y del no pago del servicio eléctrico.^{86/} Es por ello, que la mejora de la metodología empleada para la fijación de las tarifas eléctricas del suministro básico, para no transferir ineficiencias a los usuarios del servicio, debe ir a la par de la mejora en el desempeño y los resultados operativos y

^{86/} Estos hallazgos fueron observados en los informes individuales de las 11 auditorías de desempeño que, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF practicó a CFE Corporativo, a las 9 Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) de la CFE, y a la filial CFenergía, los cuales forman parte de la segunda entrega de informes individuales de la revisión de la Cuenta Pública 2018.

financieros de la CFE, con el propósito de reducir tales ineficiencias en el corto, mediano y largo plazos.

El hecho de que los subsidios financien la operación deficiente de la CFE, aunado a la regresividad y los costos de oportunidad de dichos subsidios, denota la necesidad de mejorar la estimación, la determinación y la focalización de los mismos, a fin de que éstos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable de los sectores doméstico y agrícola.

La ASF estimó que los costos de las ineficiencias reconocidas por la CRE en las tarifas (0.74 pesos/kilowatt hora) representaron el 31.2% del precio promedio ponderado de las tarifas eléctricas de este órgano regulador (2.37 pesos/kilowatt hora), porcentaje de ineficiencias que se cargó a las tarifas de los sectores comercial, de servicios, y de mediana y gran industria.

En materia de supervisión, en 2018, la CRE incluyó en su Programa Anual de Visitas de Verificación, una muestra de 80 permisionarios a ser supervisados; sin embargo, al finalizar el año, únicamente realizó 69 (86.2%) visitas, por lo que la CRE no logró la cobertura esperada en su programación. Es importante señalar que, para 2018, la CRE únicamente contó con 23 supervisores adscritos a la Unidad de Electricidad, encargados de llevar a cabo las visitas de verificación programadas en el año.

Además, en las visitas realizadas, la CRE encontró algún tipo de incumplimiento en 30 (43.5%) de los 69 sujetos verificados; 13 (18.8%) de las cuales fueron turnadas a la Unidad de Asuntos Jurídicos (UAJ) para determinar las sanciones correspondientes, sin que, a la fecha de elaboración del presente informe, la CRE acreditara el ejercicio de sus facultades sancionatorias en ninguno de los casos turnados a la UAJ. Lo anterior denota que, además de la limitada plantilla de supervisores, la muestra de sujetos verificados fue insuficiente, ante la alta incidencia de irregularidades presentadas por parte de los permisionarios del sector eléctrico, lo que impide garantizar el cumplimiento de la regulación y el desarrollo de la industria eléctrica.

En materia de independencia, en general, en 2018, la CRE se ajustó a la práctica internacional; sin embargo, presentó restricciones que representaron limitantes para ejercer efectivamente su autonomía técnica y de gestión como Órgano Regulador Coordinado, debido a que, si bien tiene la atribución de expedir y aplicar la regulación tarifaria, de acuerdo con la normativa, la SHCP puede fijar tarifas distintas, para los sectores doméstico y agrícola, a las fijadas por la Comisión. Asimismo, sus mecanismos y procedimientos para aplicar efectivamente las sanciones presentaron deficiencias. Lo anterior podría repercutir en que la política no se implemente conforme a su diseño normativo dentro de un modelo energético competitivo que requiere la regulación eficiente de la industria eléctrica.

En 2018, la CRE avanzó en la implementación del proceso de gobernanza como Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, conforme las mejores prácticas en la materia; sin embargo, no acreditó haber implementado medidas ante los incumplimientos del Programa Anual de Regulación y del Programa Anual de Visitas de Verificación, lo que denota

debilidad en el proceso de toma de decisiones; careció de un sistema de evaluación del desempeño para verificar el cumplimiento de sus objetivos, lo que limita la mejora continua en el sistema regulatorio, y se detectaron restricciones que representan riesgos para que la CRE pueda ejercer su autonomía, por lo que el proceso de adopción de las mejores prácticas de gobernanza regulatoria no está concluido.

Respecto de la gestión de riesgos, en ese año, la CRE estableció formalmente su sistema de gestión de riesgos; sin embargo, no consideró ningún riesgo de corrupción y fraude, ni la totalidad de los riesgos a los que se encontró expuesta en materia de: autonomía; operación del SEN; planeación; programación e implementación de la regulación; supervisión; sanción y, cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales establecidos en la Agenda 2030, por lo que su Presidente y su Órgano de Gobierno desconocieron la probabilidad y el impacto que podría tener su materialización en el cumplimiento de sus objetivos institucionales y del sector.

En cuanto a su desempeño financiero, en 2018, la CRE ejerció un gasto total en operación de 1,224,595.9 miles de pesos, de los cuales, 346,903.1 miles de pesos (28.3%) correspondieron a recursos fiscales del Presupuesto de Egresos de la Federación; 79,914.4 miles de pesos (6.9%) provinieron del patrimonio del Fideicomiso de la CRE, y 797,778.3 miles de pesos (65.1%) se financiaron con una parte de los ingresos generados por la CRE, por el cobro de derechos y aprovechamientos a los permisionarios. Al finalizar el año, el total de recursos captados por el cobro de derechos y aprovechamientos fue de 1,354,760.0 miles de pesos, suficientes para financiar su gasto total de operación (1,224,595.9 miles de pesos), lo que demuestra que la CRE fue autosuficiente financieramente.

Finalmente, en relación con la Agenda 2030, las metas nacionales referentes a contar, en 2018, con participaciones mínimas de generación de energía limpia y renovable del 25.0% se cumplió en 92.8%, y la de tener una capacidad instalada del 34.6%, se alcanzó en 96.0%. Pese a que no se alcanzaron las metas, en 2019 se cancelaron las subastas de largo plazo y se modificaron los requisitos para obtener Certificados de Energías Limpias (CEL's); estas modificaciones podrían afectar de forma negativa el cumplimiento de los compromisos internacionales. Por lo que resulta urgente que la SENER, en coordinación con la CRE, evalúen y definan los mecanismos, estrategias e incentivos que deberán implementarse para cumplir con las metas anuales y de mediano y largo plazos, en materia de energías limpias y renovables.

En opinión de la ASF, en 2018, la Comisión Reguladora de Energía, mediante su actividad reguladora, contribuyó a la expansión del Sistema Eléctrico Nacional, ya que, en ese año, otorgó 106 permisos de generación con una capacidad a instalar de 15,568.6 MW, lo que representó un 22.2% de la capacidad instalada de 2018 (70,053.0 MW). Asimismo, de los 565 permisos de generación de energía eléctrica otorgados en el periodo 2015-2018, el 5.2% de la capacidad instalada asociada a dichos permisos perteneció a generadores particulares que, en 2018, vendieron su energía al MEM; por su parte, de los 62 permisos de suministro de energía eléctrica emitidos en dicho periodo, el 29.0% (18 permisionarios) participó en el MEM, por lo que la CRE promovió la competencia en el sector, mediante la incorporación de

participantes privados en el mercado. Sin embargo, en ese año, la CRE no acreditó haber evaluado los indicadores de confiabilidad, estabilidad y seguridad del SEN; operó con deficiencias en su actividad sustantiva, referida a la regulación para el desarrollo eficiente del SEN, ya que careció de una planeación y programación integral fundamentada en un diagnóstico que le permitiera identificar y atender las necesidades regulatorias, en ese año registró un cumplimiento del 36.4% del Programa Regulatorio 2018; la estructura tarifaria establecida por la CRE reconoció costos ineficientes de la cadena de valor de la CFE, relativos a los altos costos de generación, las elevadas pérdidas de energía en transmisión y distribución y la cartera vencida de la empresa, los cuales se cargaron a las tarifas de los usuarios finales de los sectores comercial, de servicios y de mediana y gran industria, con base en estimaciones de la ASF, dichos costos ineficientes, en 2018, ascendieron a 161,520.9 millones de pesos, que fueron superiores en 18.2% a los subsidios otorgados por la SHCP a las tarifas de los sectores doméstico y agrícola (136,634.2 millones de pesos). De esta forma, si bien los subsidios buscan apoyar a dichos sectores de consumo, con éstos se cubre el 84.6% de las ineficiencias operativas de la CFE reconocidas por la estructura tarifaria de la CRE, por lo que, en la práctica, los subsidios financian la operación deficiente de esta Empresa Productiva del Estado, aun cuando los sectores doméstico y agrícola quedan exentos del pago de dichas deficiencias.

Con los resultados de la revisión de la Cuenta Pública 2018, se evidenció que la entidad no mejoró sus procesos, respecto de 2016. Por el contrario, prevalecieron los problemas en los que se encontraba en materia de planeación y programación de los instrumentos regulatorios; asimismo, se identificaron limitantes para que la CRE pueda ejercer su autonomía técnica y de gestión como Órgano Regulador Coordinado, y deficiencias en materia de tarifas, supervisión, sanción y gobernanza, así como en la coordinación con la SENER para fortalecer el diseño de incentivos para la promoción de energías limpias y renovables, a fin de cumplir con los compromisos internacionales en la materia.

Con el fin de fortalecer el desempeño de la CRE, la ASF emitió 12 recomendaciones al desempeño al Órgano Regulador Coordinado, cuya atención coadyuvará a elaborar y emitir anualmente el Reporte de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, así como diseñar los procedimientos necesarios para establecer una coordinación adecuada con los operadores del sistema, a fin de garantizar el cumplimiento de los indicadores de confiabilidad, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el sistema; elaborar un diagnóstico integral de las necesidades regulatorias para la implementación de las distintas etapas del mercado eléctrico y de energías limpias y, con base en ello, definir su planeación estratégica de corto, mediano y largo plazos; establecer un proceso de mejora continua que permita perfeccionar la metodología empleada en la fijación de las tarifas del suministro básico de electricidad, con objeto de definir en qué consisten los “costos eficientes” del suministro básico; establecer medidas para asegurar el cumplimiento y fortalecimiento del Programa Anual de Visitas de Verificación; ampliar la muestra de permisionarios supervisados; definir los procedimientos para imponer las sanciones y fortalecer el sistema de control de riesgos.

Debido a que las deficiencias identificadas no competen únicamente a la CRE, la ASF emitió 2 recomendaciones al desempeño a la SENER, a fin de que, como responsable del

establecimiento de la política pública en materia de energía eléctrica, se coordine con la CRE y CFE para definir una estrategia que permita reducir paulatinamente los costos ineficientes a lo largo de la cadena de valor en materia de electricidad con el propósito de reducir las tarifas a los usuarios finales; elaborar un diagnóstico sobre la necesidad de implementar incentivos en materia de energías limpias, particularmente, respecto de las Subastas de Largo Plazo, Certificados de Energías Limpias y Generación Limpia Distribuida, a fin de establecer una hoja de ruta para el cumplimiento de los compromisos en la materia.

Asimismo, la ASF emitió una sugerencia a la Cámara de Diputados para que analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias con el objeto de establecer mecanismos de coordinación entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Federal de Electricidad para el cálculo, la estimación, la determinación y la actualización de los subsidios que son otorgados, vía tarifas, a los sectores de consumo doméstico y agrícola, para mejorar el diseño, la focalización y la forma de operar tales subsidios a fin de que éstos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable de dichos sectores, y se lleve a cabo una administración económica y transparente del uso de los recursos públicos.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

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.

Sugerencias a la Cámara de Diputados

2018-0-01100-07-1578-13-001

Para que la Cámara de Diputados, por conducto de la Comisión Ordinaria de Energía, analice la pertinencia de promover las modificaciones legislativas necesarias con objeto de

establecer, en la Ley de la Industria Eléctrica, mecanismos de coordinación entre la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Reguladora de Energía y la Comisión Federal de Electricidad para el cálculo, la estimación, la determinación y la actualización de los subsidios que son otorgados a las tarifas de los sectores de consumo doméstico y agrícola, para mejorar y transparentar el diseño, la focalización y la forma de operar tales subsidios, a fin de que éstos cumplan con su objeto social de apoyar a la población más vulnerable de dichos sectores, y se lleve a cabo una administración económica y transparente del uso de los recursos públicos. [Resultado 4]

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Analizar la contribución de la CRE, en 2018, en la expansión de la infraestructura eléctrica en materia de permisos, a fin de promover la competencia en el sector eléctrico; así como vigilar y evaluar la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica.
2. Analizar si la CRE, en 2018, fue autosuficiente presupuestalmente, para cumplir con sus atribuciones como Órgano Regulador Coordinado en Materia de Energía.
3. Verificar que la CRE emitió y actualizó la regulación necesaria, en 2018, en materia de generación, transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica, de acuerdo con los procedimientos establecidos ante la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) y su programa anual, con el propósito de fomentar el desarrollo eficiente del sector eléctrico.
4. Analizar la estructura tarifaria establecida por la CRE, en 2018, para el cobro del suministro básico de electricidad proporcionado por la CFE, con objeto de evaluar si esta estructura fue determinada con base en costos eficientes, tal como lo establece la Ley de la Industria Eléctrica.
5. Verificar si la CRE, en 2018, ejerció sus facultades de supervisión y sanción, que le permitieran garantizar el cumplimiento de la regulación para el sector eléctrico.
6. Analizar el diseño normativo e institucional de la CRE, como órgano con autonomía técnica, operativa y de gestión, encargado de la regulación para promover el desarrollo eficiente del sector eléctrico, en 2018.
7. Analizar la implementación de prácticas de gobernanza regulatoria en la CRE, en 2018.
8. Evaluar la gestión de riesgos implementada por la CRE, en 2018, y verificar si identificó en sus procesos los posibles riesgos de corrupción que podrían afectar el logro de sus objetivos.

9. Evaluar la contribución de la CRE, en 2018, para avanzar en el cumplimiento de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, respecto de la emisión de normativa en materia de energías limpias y renovables.

Áreas Revisadas

Órgano de Gobierno; Presidencia; Secretaría Ejecutiva; Unidad de Administración; Unidad de Asuntos Jurídicos; Unidad de Electricidad; Dirección General de Análisis y Evaluación Regulatoria de la Industria Eléctrica; Dirección General de Operación, Permisos y Registros de Electricidad; Dirección General de Mercados Eléctricos, y Oficinas estatales o regionales.

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. 133 y 134, Par. primero y segundo.
2. Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: Art. 1, Par. tercero; 45, y 110, Par. cuarto.
3. Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno: Título Segundo, Capítulo I, Numeral 9, Norma Primera "Ambiente de Control"; Norma Segunda "Administración de Riesgos"; Norma Tercera "Actividades de Control", y Norma Cuarta "Información y Comunicación".
4. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley General de Responsabilidades Administrativas, Art. 7, Frac. I y VI;

Ley de la Industria Eléctrica, Art. 6, Frac. V; 12, Frac. XX, XLVII y L; 14, Par. cuarto y quinto; 140, fracción III; 165, y 166, Par. primero.

Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 12; 41, Frac. III, y 42;

Ley de la Comisión Federal de Electricidad, Art. 4;

Ley de Transición Energética, Art. 66; 94, fracción VI, y tercero transitorio;

Código de Red, numeral B.2. Supervisión y vigilancia;

Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, Art. 106.

Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, Objetivo de Desarrollo Sostenible 7, meta 7.2.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones

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.