

Centro Nacional de Control de Energía

Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista

Auditoría de Desempeño: 2021-1-18TOM-07-0037-2022

Modalidad: Presencial

Núm. de Auditoría: 37

Criterios de Selección

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

Objetivo

Fiscalizar la planeación, regulación, operación y supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

Alcance

Con el propósito de evaluar las actividades de planeación, regulación, operación y supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la auditoría comprendió la evaluación de la planeación del MEM y del Sistema Eléctrico Nacional (SEN); la emisión de disposiciones administrativas para la regulación y supervisión del MEM; los permisos para la generación y suministro de electricidad; la operación del MEM; las transacciones de compra-venta en el MEM, realizadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); la aplicación de tarifas por la participación en el MEM; el control operativo del SEN; la supervisión del MEM y SEN mediante los criterios de medición de la eficiencia, confiabilidad, calidad, continuidad y seguridad, y su avance 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. En el desarrollo de la auditoría, los datos proporcionados por los entes fiscalizados fueron suficientes, de calidad, confiables y consistentes, lo cual se expresa en la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento de los objetivos y metas relacionadas con la planeación, regulación, operación y supervisión del MEM y del SEN.

Antecedentes

El sector eléctrico mexicano, antes de la reforma energética de 2013, operaba en un modelo híbrido de monopolio verticalmente integrado y de comprador único, con lo que la Comisión

Federal de Electricidad (CFE) tenía el control de la transmisión, la distribución y la comercialización, y los particulares sólo podían participar en la generación de energía eléctrica para: a) venderla exclusivamente a la CFE; b) autoabastecimiento; c) pequeña producción, y d) exportación. Después de la reforma energética, se establece, mediante la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), su reglamento y demás disposiciones regulatorias, la configuración de un Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) que liberaliza la generación y comercialización, y mantiene como actividades reguladas y de servicio público la transmisión y la distribución.¹

Con la Reforma Energética, la Secretaría de Energía (SENER) continuó siendo la cabeza del sector y se designó como responsable de coordinar y conducir la política energética del país, en tanto que el 11 de agosto de 2014 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), la LIE, en sustitución de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, con objeto de regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y demás actividades de la industria.

Asimismo, se publicó la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME), y se abrogó la Ley de la Comisión Reguladora de Energía, dando paso a que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) dejara de ser un órgano desconcentrado de la SENER, y se convirtiera en un Órgano Regulador Coordinado, en materia energética, de acuerdo con lo establecido en el artículo 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, el cual tiene, entre otras, la facultad de otorgar permisos en materia de generación de electricidad y fijar las metodologías para determinar el cálculo de las tarifas de transmisión, distribución y generación; además, deberá fomentar el desarrollo eficiente de la industria; promover la competencia en el sector; proteger los intereses de los usuarios; propiciar una adecuada cobertura universal, y vigilar la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

El 28 de agosto de 2014, se creó el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER, con personalidad jurídica y patrimonio propio.² El cual se facultó para ejercer el control operativo del SEN; operar el MEM, y dar acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD).

El SEN es un sistema integrado que da servicio a 128 millones de mexicanas y mexicanos que habitan en dos millones de kilómetros cuadrados, uno de los mayores del mundo en una sola red.³

¹ El Colegio de México. (2019). **Perspectivas Energéticas. Programa de Energía. Panorama de los Mercados Eléctricos en México**. Consulta: 16 de julio de 2020. Disponible en: <https://programaenergia.colmex.mx/index.php/numero-6>

² Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía. Diario Oficial de la Federación, México 28 de agosto de 2014.

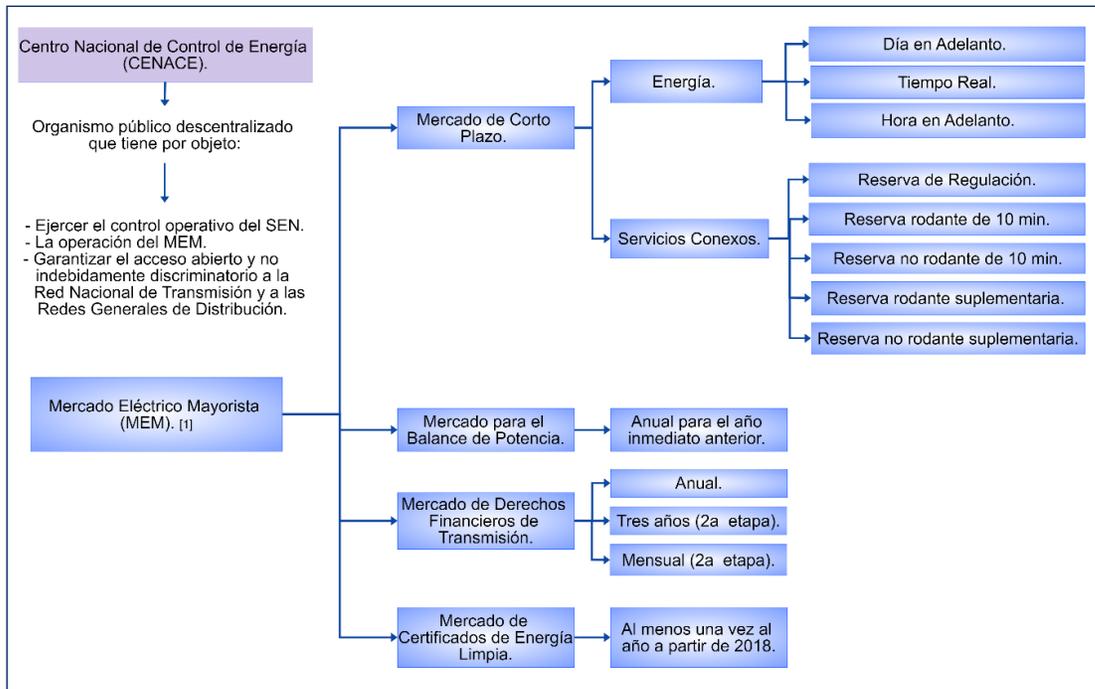
³ Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2020-2034.

En el artículo 6, de la LIE, se establece que la política eléctrica tiene como objetivos: garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, así como promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad. Asimismo, en los artículos 4, fracción II, del mismo ordenamiento, se señala que son obligaciones del servicio público y universal las siguientes: “Ofrecer y prestar el Suministro Eléctrico (...), en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad”, y en el 95, que el MEM operará con base en las características físicas del SEN y se sujetará a lo previsto en las Reglas del Mercado, procurando en todo momento la igualdad de condiciones para todos los Participantes del Mercado, promoviendo el desarrollo del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

En México, la operación del MEM comenzó en enero de 2016 como un mercado operado por el CENACE en el que los participantes pueden vender y comprar los siguientes productos: energía eléctrica, potencia, Certificados de Energías Limpias (CEL), servicios conexos, y Derechos Financieros de Transmisión (DFT). De las cuatro actividades de la cadena de valor del sector eléctrico, la generación y comercialización pueden llevarlas a cabo la CFE o generadores y comercializadores privados, mientras que la transmisión y distribución siguen quedando en manos del Estado, quien las ha asignado a la CFE.⁴ En este mercado las empresas participantes realizan las transacciones de compra-venta de los productos que se requieren para el funcionamiento del SEN, y está integrado por cuatro tipos de mercado, los cuales se describen a continuación:

⁴ SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. **Nueva Era de la Energía en México**. Consulta: 25 de marzo de 2022, disponible en:
https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexicoESP.pdf

MERCADOS QUE INTEGRAN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



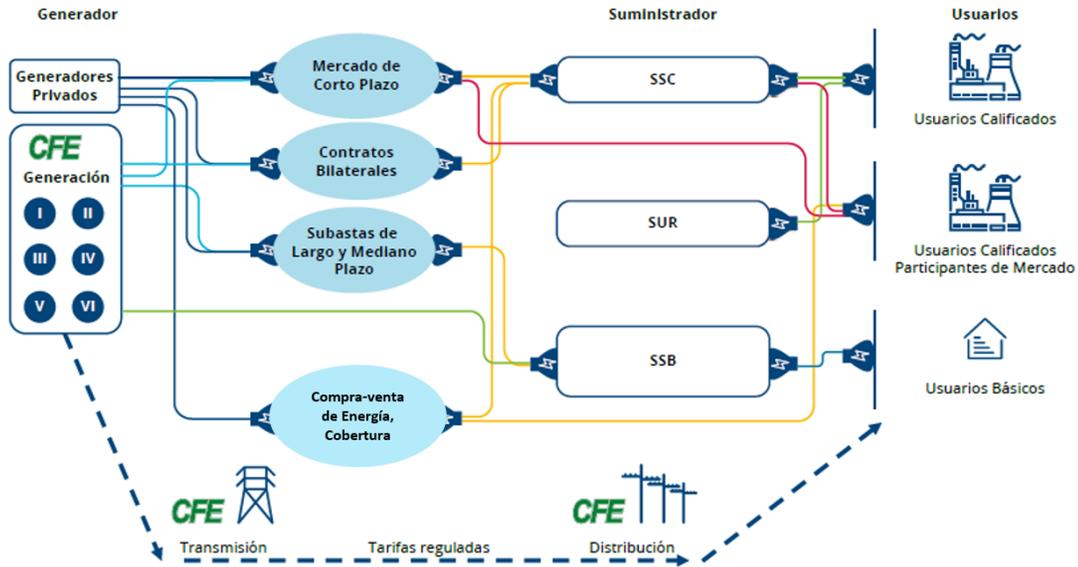
FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en el texto **Nueva Era de la Energía en México**, SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. Consulta: 17 de marzo de 2022, disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf

1 Adicionalmente, en las Bases del Mercado Eléctrico se indica que el CENACE podrá operar subastas para asignar Contratos de Cobertura Eléctrica de mediano y largo plazo.

De acuerdo con la LIE, el SEN es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión, distribución y suministro (consumidores) de energía eléctrica, y se encuentra integrado por: a) la Red Nacional de Transmisión; b) las Redes Generales de Distribución; c) las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución; d) los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del SEN, y e) los demás elementos que determine la SENER.

A continuación, se presenta un esquema con la cadena de valor del sector eléctrico mexicano:

CADENA DE VALOR DEL SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO



FUENTE: SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. **Nueva Era de la Energía en México**. Consulta: 25 de marzo de 2022, disponible en:

https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf

El sector eléctrico es vital para impulsar el desarrollo económico del país y contribuye de manera importante al bienestar de la población en general. De acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, a los 75,000.0 Megawatt (MW) de capacidad instalada, en los próximos 15 años se deberán incorporar al sistema de generación 66,000.0 MW en nuevas centrales generadoras y, por supuesto, ampliar las redes de transmisión y distribución para suministrar energía eléctrica a todos los usuarios del sector.⁵

Con la operación del MEM, el CENACE, en coordinación con la CRE y la SENER, debe establecer las condiciones para garantizar la competencia, la eficiencia y la no indebida discriminación entre los participantes del mercado eléctrico para 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 la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro eléctrico.

A seis años del inicio de la operación del MEM, el grupo auditor considera que es necesario mantener una evaluación continua de su desempeño y los avances en su consolidación, así

5 El Colegio de México. (2019). **Perspectivas Energéticas. Programa de Energía. Panorama de los Mercados Eléctricos en México**. Consulta: 16 de julio de 2020, disponible en: <https://programaenergia.colmex.mx/index.php/numero-6>

como el cumplimiento del objetivo de la política energética de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

Resultados

1. Planeación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista⁶

– Diagnóstico

En 2021, el CENACE elaboró el “Diagnóstico Operativo de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista”, para el periodo septiembre 2020 a agosto 2021, que consideró un análisis por Gerencia de Control Regional sobre la confiabilidad del SEN y su relación con la eficiencia del MEM, así como los aspectos más relevantes de las condiciones operativas en el campo de generación, transmisión, transformación y compensación de potencia reactiva de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del MEM.

De acuerdo con el diagnóstico, algunos corredores de transmisión, en las zonas de Mexicali, Guadalajara, Istmo de Tehuantepec, Valle de México y Monterrey, operaron al límite máximo operativo, entre las causas más recurrentes se encontraron altas demandas de verano; bajas demandas en días hábiles y fines de semana de invierno; reducciones por horas de la demanda después de la demanda máxima vespertina y nocturna; indisponibilidad de generación por restricciones en el suministro de gas natural; calidad del gas natural; retrasos de mantenimientos programados en la generación y fallas forzadas; retrasos en la definición y ejecución de obras de transmisión y de nuevas centrales eléctricas.

Asimismo, el CENACE publicó, en diciembre de 2021, el documento denominado “Evaluación y Diagnóstico del Mercado Eléctrico Mayorista y Plan de Acciones Estratégicas para su Implementación y Evolución” en el que se señaló que para cumplir con los objetivos de la política energética del Gobierno Federal, es necesario que el CENACE continúe con el desarrollo de los procesos del MEM, de manera que se generen condiciones propicias para la eficiencia del mercado que tengan repercusión en las tarifas a los usuarios finales, mediante dos líneas principales de desarrollo entre 2022 y 2026, como se indica a continuación:

1. **Modificación y desarrollo de las Reglas de Mercado:** en las Bases del Mercado proponen modificar los elementos del Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) en los componentes de Mercado de Día en Adelanto (MDA) y Mercado de Tiempo Real

⁶ Por medio de los oficios núms. OAED/DGADDE/068/2022, OAED/DGADDE/069/2022 y DGADDE/319/2022, del 2 de marzo y 30 de septiembre de 2022, se solicitó a la SENER, la CRE y el CENACE, la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. UA-500/16097/2022, 411/0449/2022, y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022 del 29 y 31 de marzo, y 12 de octubre de 2022, respectivamente, las entidades remitieron la información solicitada.

(MTR); ajustar los precios tope y piso del MEM;⁷ las condiciones para la suspensión del MEM y los mecanismos para la liquidación durante periodos de suspensión, así como el desarrollo de las Reglas de Mercado para eficientar el proceso. En el Manual del MECP, se señala que es necesario cambiar la forma de cálculo de precios de los servicios conexos; la incorporación de las reglas para el manejo de recursos de demanda controlable, y la incorporación de la normativa para la flexibilidad y servicios de los sistemas de almacenamiento de energía.

2. Modernización de la Plataforma Tecnológica utilizada para la operación del MEM: el CENACE considera adquirir una nueva plataforma tecnológica que le permita tener capacidad de operar el despacho eléctrico y el MECP, a fin de cumplir los nuevos requerimientos operativos, legales y normativos que se han realizado para asegurar la confiabilidad del SEN ante una mayor integración de fuentes de energía renovable, sistema de almacenamiento de energía y generación distribuida y del Decreto de Reforma de la Ley de la Industria Eléctrica, con el propósito de asegurar la confiabilidad del suministro de electricidad y minimizar los costos de producción, en beneficio de los usuarios finales.
 - Planeación

En 2021, la SENER, el CENACE y la CRE se coordinaron para llevar a cabo la planeación del SEN y del MEM, a fin de garantizar su operación en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como el acceso abierto no indebidamente discriminatorio, como se muestra a continuación:

⁷ El precio tope es la oferta máxima, mientras que el precio piso es la oferta mínima con la que se podrá comprar en el Mercado del Día en Adelanto y en el Mercado de Tiempo Real. Términos para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 5 de enero de 2017.

COORDINACIÓN DE LA SENER, EL CENACE Y LA CRE PARA LA PLANEACIÓN DEL SEN Y DEL MEM, 2021

Oficio	Fecha	Asunto
300.026Bis/2021	27 de enero de 2021	La SENER le envió al CENACE el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) 2021-2035.
CENACE/DOPS/083/2021	26 de febrero de 2021	El CENACE le envió a la CRE la propuesta del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución (PAMRNT) 2021-2035, para que emita su opinión a la SENER.
CENACE/DOPS/084/2021	26 de febrero de 2021	El CENACE le entregó a la SENER la propuesta del PAMRNT 2021-2035.
UE-240/23992/2021	21 de abril de 2021	La CRE le envió a la SENER su opinión sobre el PAMRNT 2021-2035.
300.223/2021	21 de mayo de 2021	La SENER le envió al CENACE los comentarios a la propuesta del PAMRNT 2021-2035.
CENACE/DOPS/313/2021	30 de junio de 2021	El CENACE le envió a la SENER la versión final del PAMRNT 2021-2035, y la respuesta a los comentarios.
300.328/2021	5 de julio de 2021	La SENER le autorizó al CENACE la publicación del PAMRNT 2021-2035.
300.374bis/2021	30 de julio de 2021	La SENER le envió la instrucción a CFE Transmisión de 19 proyectos de ampliación y 14 proyectos de modernización en la Red Nacional de Transmisión de la propuesta formulada por el CENACE en el PAMRNT 2021-2035.

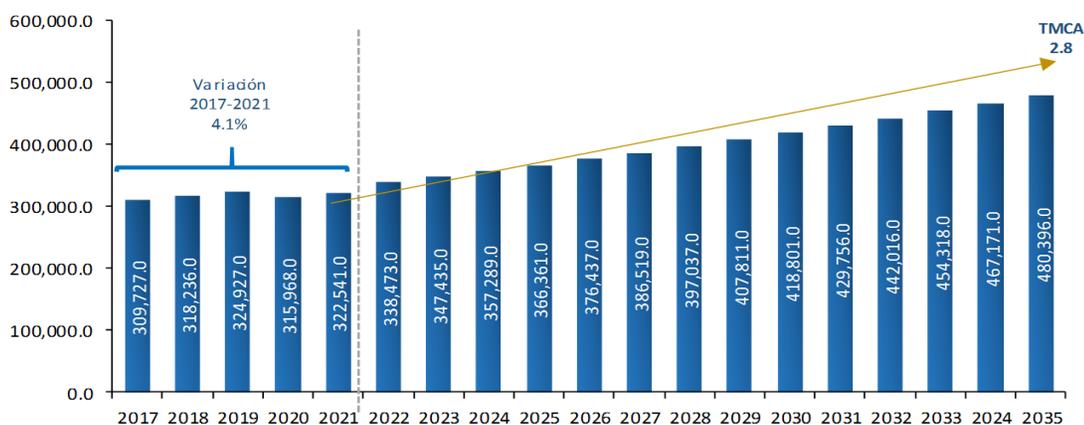
FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núms. UA-500/16097/2022, 411/0449/2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022 del 29 y 31 de marzo, y 12 de octubre de 2022, respectivamente.

En 2021, el CENACE participó en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD, de los pronósticos de demanda y consumo de electricidad y contribuyó con la información que la SENER requirió para la elaboración del PIIRCE 2021-2035; la CRE emitió su opinión del PAMRNT 2021-2035; en tanto que, la SENER autorizó su publicación, a fin de integrar el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035.

En el PRODESEN 2021-2035, se señala que la SENER dirige la planeación del SEN, con el objetivo de garantizar el suministro de energía eléctrica conforme a los requerimientos del desarrollo nacional, coordinando las diferentes fuentes de generación de la CFE y los privados, y plantea las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM, conforme a los criterios establecidos en los artículos 2, párrafos primero y segundo, 6, fracciones I y II, de la Ley de la Industria Eléctrica, y en el Tercero Transitorio, de la Ley de Transición Energética. El PRODESEN 2021-2035 se integró de los apartados siguientes: Marco constitucional y legal; Infraestructura del SEN; Demanda y consumo 2020-2034 y 2035; PIIRCE; Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (PAMRNT), y el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al Mercado Eléctrico Mayorista.

En el PRODESEN 2021-2035, se señaló que el pronóstico de la demanda y consumo de energía eléctrica es un instrumento fundamental para la planeación y toma de decisiones en la elaboración de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD. El pronóstico del consumo bruto del SEN, en el periodo 2017-2035, se muestra a continuación:

PRONÓSTICO DEL CONSUMO BRUTO¹ DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2017-2035
(Gigawatts hora)



FUENTE: Gráfica elaborada por el grupo auditor, con base en las estimaciones de la SENER consignadas en el Capítulo 4 “Demanda y Consumo 2021-2035” del “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035”, el Capítulo 6 “Demanda y Consumo 2019-2033” del PRODESEN 2019-2033, y el Capítulo 6 “Demanda y Consumo 2022-2036” del “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036”.

1 En el PRODESEN 2021-2035, se señala que, el consumo bruto de energía eléctrica se integra por las ventas de energía por medio del suministro básico, suministro calificado, suministro de último recurso, el autoabastecimiento remoto, la importación, las pérdidas de electricidad, los usos propios de los transportistas, distribuidores y generadores.

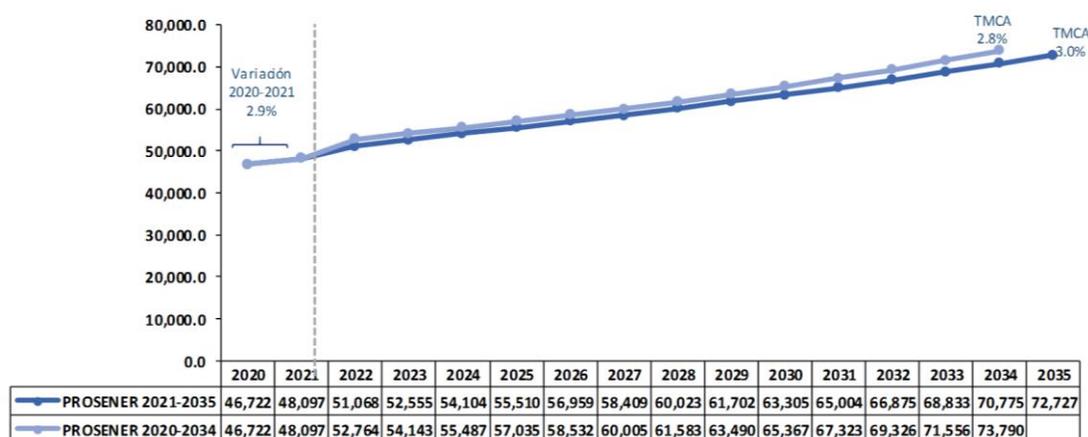
NOTA: Los datos del periodo 2017-2021, son el consumo bruto real de la energía eléctrica del SEN.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

En el periodo 2017-2021, el consumo bruto de electricidad en el SEN aumentó en 4.1%, al pasar de 309,727.0 a 322,541.0 Gigawatts–hora (GWh), el año con menor consumo fue 2020, debido a la pandemia provocada por el SARS-CoV-2; sin embargo, en 2021, la SENER señaló que se incrementó el consumo por la recuperación económica del país, luego de los estragos ocasionados por la contingencia sanitaria, la cual provocó la suspensión de algunas actividades productivas. La SENER estimó que a 2035 la evolución del consumo bruto del SEN aumentará 2.8% en promedio anual, ya que se prevé un mayor dinamismo en el crecimiento del consumo bruto de electricidad en las Gerencias de Control Regional (CGR) Peninsular y Noreste de 4.2% y 3.6% en promedio anual, respectivamente.

El pronóstico de la demanda máxima integrada del SEN se muestra en la gráfica siguiente:

PRONÓSTICO DE LA DEMANDA MÁXIMA INTEGRADA¹ DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL, 2020-2035
(Megawatts hora (MWh))



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información Capítulo 4 “Demanda y Consumo 2021-2035” del “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035”, el Capítulo 6 “Demanda y Consumo 2019-2033” “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033”, y el Capítulo 6 “Demanda y Consumo 2022-2036” del “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022-2036”.

1 En la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica, se señala que la demanda máxima integrada anual se obtiene aplicando a la energía bruta regional los factores de carga históricos y los previstos para los diferentes tipos de consumidores, así como los planes de crecimiento a corto plazo, y representa el valor máximo de consumo en MWh en una hora específica del año.

NOTA 1: En el PRODESEN 2018-2032 y el 2019-2033, no se elaboraron los pronósticos de la demanda máxima integrada del SEN.

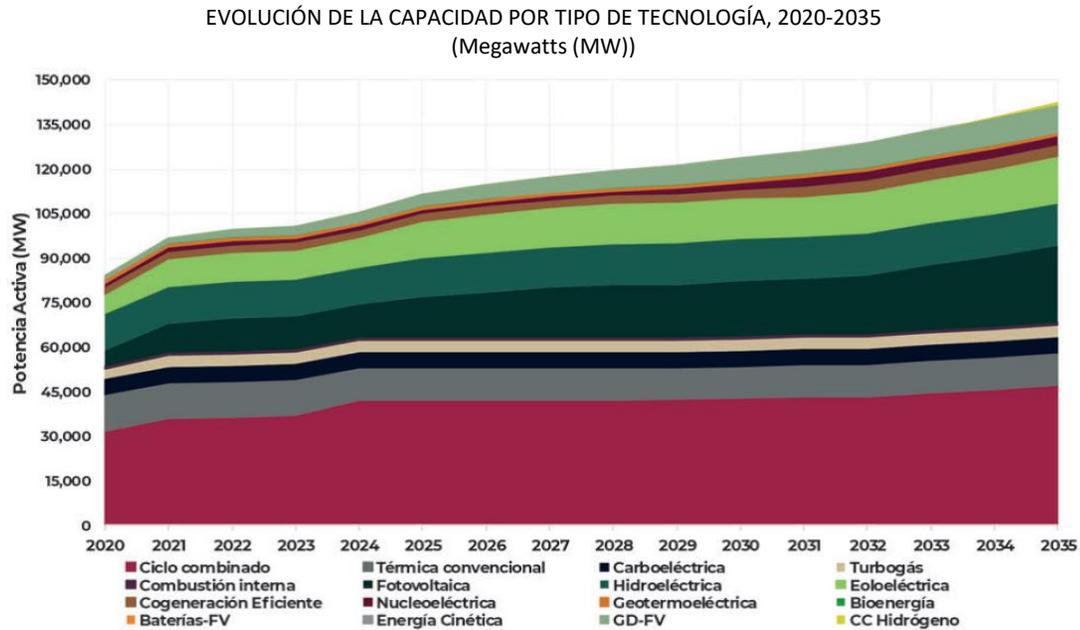
NOTA 2: Los datos de 2020 y 2021, son la demanda máxima integrada real de la energía eléctrica del SEN.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

De 2020 a 2021, la demanda máxima integrada se incrementó 2.9%, al pasar de 46,722.0 a 48,097.0 megawatts hora (MWh), debido a que, en 2021, “la demanda presentó un comportamiento diferenciado a lo largo del año, mostrando una estacionalidad entre los meses de verano donde se presentaron las demandas más altas del año, en contraste en los meses de primavera se observó una disminución de la demanda ocasionada por el confinamiento derivado de la pandemia”. Asimismo, la SENER pronosticó, en el PRODESEN 2020-2034, que la demanda máxima integrada del SEN aumentará 2.8% en promedio anual, debido a que se prevé un incremento en la demanda del 4.1%, 3.6% y 1.8%, en promedio anual, para la GCR Peninsular, el Sistema Mulegé, y la GCR Central; en tanto que, en el PRODESEN 2021-2035, se estimó que, en el periodo de proyección, la demanda máxima integrada presentará un incremento del 3.0%, en promedio anual, por un dinamismo mayor

para la GCR Peninsular y del Sistema Interconectado Baja California Sur, con un crecimiento de 4.6% y 3.5%, en promedio anual.

La SENER proyectó la evolución de la capacidad a instalar por tipo de tecnología, en el periodo 2020-2035, como se muestra a continuación:



FUENTE: Secretaría de Energía, “Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021-2035”, Capítulo 5 “Programa Indicativo para la instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE).

En el PRODESEN 2021-2035, la SENER presentó la evolución de la capacidad de generación, en la que se observó el aumento en la estimación de la tecnología de ciclo combinado y fotovoltaica, y se prevé una incorporación a instalar de 21,191.0 MW a 2035, con lo que se busca obtener el 50.0% de la energía eléctrica generada por fuentes limpias a 2050.

La SENER señaló, en el PRODESEN 2021-2035, que las propuestas de proyectos de ampliación de la RNT y las RGD del MEM se realizan, buscando cumplir con los criterios establecidos en los artículos 2, párrafos primero y segundo, 6, fracciones I y II, de la Ley de la Industria Eléctrica, y en el Tercero Transitorio, de la Ley de Transición Energética en relación con la RNT y las RGD, cuyos objetivos son: a) satisfacer el suministro de la demanda de energía eléctrica; b) preservar y mejorar la confiabilidad del SEN; c) reducir los costos del suministro eléctrico; d) contribuir al cumplimiento de las metas de producción de energía limpia, asegurando la confiabilidad en condiciones de viabilidad económica; e) operar con eficiencia energética, minimizando las congestiones en la red de transmisión y las pérdidas de energía eléctrica, e incorporar tecnologías de Redes Eléctricas Inteligentes.

En el PRODESEN 2021-2035, la SENER señaló que, en el periodo de 2021 a 2026, se prevé que entren en operación 222 proyectos instruidos a CFE Transmisión (101 de ampliación y 38 de modernización⁸) y a CFE Distribución (83 de ampliación), los cuales se encuentran en diferentes etapas de sus procesos de autorización, gestión de recursos y construcción. En el periodo 2018-2021, de los 222 proyectos instruidos acumulados por la SENER (139 para la RNT y 83 para las RGD), se concluyeron y entraron en operación 16 (7.2%), de los que 6 son de la RNT (ampliación) y 10 de las RGD; los 206 proyectos restantes (133 para la RNT y 73 para las RGD) se encuentran en diversas etapas, o bien han sido postergados o cancelados. El PRODESEN 2021-2035, como documento de planeación, identifica las necesidades de infraestructura en transmisión y distribución, pero el porcentaje de proyectos concluidos fue bajo.

En el PAMRNT y PAMRGD 2021-2035, la SENER instruyó a CFE Transmisión 19 proyectos de ampliación y 14 de modernización de la RNT, con fecha de conclusión entre abril de 2020 y abril de 2027; en tanto que para CFE Distribución fueron 28 proyectos para la ampliación de las RGD, con fecha necesaria de entrada en operación entre abril de 2023 y abril de 2026. Asimismo, mediante el análisis de la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022, DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022 del 29 de marzo y del 9 y 23 de agosto de 2022, respectivamente, se identificó que, entre 2019 y 2020, la SENER acumuló 77 proyectos instruidos de transmisión (59 de ampliación y 18 de modernización), de los cuales 55 (71.4%) se encuentran pendientes de aprobación; 20 (26.0%) por iniciar en 2022, y 2 (2.6%) fueron aprobados. En cuanto a distribución, se instruyeron 56 para la ampliación de la infraestructura, de los cuales 24 (42.9%) están en la elaboración de caso de negocio; 19 (33.9%) en ejecución; 12 (21.4%) en la obtención de la clave única de registro para aprobar e iniciar su ejecución, y 1 (1.8%) se concluyó.

Por otra parte, en el PIIERCE 2021-2035 se omitió un análisis sobre la evolución de la capacidad de centrales programadas a entrar en operación, así como de un programa indicativo para el retiro de centrales/unidades que rebasaron su vida útil. En el PIIERCE del PRODESEN 2018-2032, la SENER señaló las adiciones de capacidad por tecnología (convencionales, 330,207.0 MW y limpia 36,705.0 MW, ambas a 2032), así como un programa de retiro de centrales que rebasarían su vida útil entre 2018 y 2029, para sustituirlas por renovables o de ciclo combinado.

Al respecto, el CENACE señaló, mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022 que, en 2021, la Subdirección de Operación adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema no recibió notificaciones para el retiro de centrales eléctricas por parte de la SENER y las EPS de generación de la CFE indicaron que dieron cumplimiento a la política vigente del Gobierno Federal de no retirar centrales para

8 Se refiere a toda sustitución de equipo o elementos existentes motivada por el término de su vida útil; imposibilidad para integrarse a nuevas tecnologías; incumplimiento de requerimientos mínimos de seguridad en su operación, y escalar especificaciones de instalaciones no acordes con su entorno. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035, p. 101.

fortalecer la confiabilidad en el SEN, como se señala en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, en el rubro de Economía, en el que se estableció como propósito “la recuperación de la capacidad de generación de la Comisión Federal de Electricidad”.

Cabe señalar que, con el análisis de la información proporcionada por la CFE, se identificó que, de las 155 centrales de la CFE que estuvieron en operación comercial y que generaron energía eléctrica en 2021, 65 (41.9%) excedieron su vida útil.

Como resultado de la Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, mediante el oficio número 411/1920/2022 del 16 de diciembre de 2022, la SENER proporcionó el “Informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la Red Eléctrica, incluyendo los imponderables que pudieran ocasionar un atraso”, de fecha 20 de marzo de 2021, que integra los proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM de los transportistas y distribuidores, el cual contiene el nombre del proyecto y la gerencia regional a la que pertenece, el monto de la obra, los elementos y equipos asociados al proyecto, la fecha estimada de inicio, la fecha factible de término, el estado real que guarda la obra, el esquema de financiamiento, las acciones para los proyectos pausados, así como la clave de cada uno de los proyectos incorporados en el PRODESEN y legados instruidos desde 2017, que le sirve a la SENER para supervisar y tener conocimiento de las causas del retraso en la ejecución y conclusión de los proyectos.

Asimismo, documentó que la CFE tiene considerado rehabilitar y modernizar 16 centrales eléctricas y la construcción de 18. Los 34 proyectos se realizarán con una inversión de 9,181.6 millones de dólares (MMD) y adicionarán un total de 9,075.0 MW al SEN a 2024, como se muestra a continuación:

PROYECTOS DE CENTRALES ELÉCTRICAS DE GENERACIÓN PROGRAMADOS

Núm.	Proyectos de Generación	Inversión (MDD)	Capacidad (MW)	Fecha de entrada en operación
Centrales hidroeléctricas		1,100.0	305.0	n.a.
1	C.H. Zimapán	1,100.0	305.0	de 2022 a 2024
2	C.H. Humaya			
3	C.H. Infiernillo			
4	C.H. Mazatepec			
5	C.H. Peñitas			
6	C.H. Malpaso			
7	C.H. El Caracol			
8	C.H. La Villita			
9	C.H. Angostura			
10	C.H. Amata			
11	C.H. Portezuelos I			
12	C.H. Portezuelos II			
13	C.H. Minas			
14	C.H. Encanto			
15	C.H. Santa María			
16	C.H. Picachos			
Centrales de ciclo combinado		1,735.0	2,261.0	n.a.
17	CCC El Sauz II	282.0	256.0	marzo 2024
18	CCC Salamanca	577.0	932.0	
19	CCC San Luis Potosí	338.0	442.0	
20	CCI Mexicali Oriente	369.0	429.0	
21	CCI Parque Industrial	169.0	202.0	
Proyectos prioritarios de corto plazo en contratación		967.0	1,216.0	n.a.
22	CCC Lerdo	320.0	409.0	2do. trimestre de 2024
23	CCI Guadalajara	302.0	409.0	4to. trimestre de 2024
24	CCC Manzanillo III	288.0	349.0	3ero. trimestre de 2024
25	CTG González Ortega II	57.0	49.0	4to. trimestre de 2024
Proyectos prioritarios de energías limpias		1,674.1	1,025.0	n.a.
26	CFV Puerto Peñasco ¹	1,617.1	1,000.0	1er trimestre 2023 a 2027
27	CG Humeros III Fase B	57.0	25.0	Junio de 2022
Proyectos prioritarios con autofinanciamiento adjudicados		3,473.5	4,008.0	n.a.
28	CCC González Ortega	646.6	641.0	1er. trimestre de 2024
29	CCC San Luis Río Colorado	624.0	648.0	
30	CCC Mérida	454.0	499.0	
31	CCC Tuxpan Fase I	737.0	1,057.0	
32	CCC Baja California Sur	249.9	143.0	
33	CCC Valladolid	762.0	1,020.0	
Proyectos de centrales de turbogas		232.0	260.0	n.a.
34	Centrales de turbogas	232.0	260.0	n.d.
Total		9,181.6	9,075.0	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante el oficio núm. 411/1920/2022 del 16 de diciembre de 2022.

1 Proyecto a desarrollar en 4 secuencias (Sección I 120 MW, 150.0 MMD; II 300 MW, 626.0 MMD; III 300 MW, 462.54 MDD, y IV 280 MW, 378.54 MDD).

n.a. No aplicable.

n.d. No disponible.

Para los 16 proyectos de modernización de centrales hidroeléctricas se tiene considerada una inversión de 1,100.0 MMD, con una incorporación de capacidad de 305 MW, para que entren en operación entre el 2022 y marzo del 2024; los proyectos de corto plazo para centrales de ciclo combinado tienen estimado realizar una inversión de 1,735.0 MMD con 2,261.0 MW, y terminación en marzo 2024; los proyectos prioritarios de generación de corto plazo en contratación tendrán una inversión de 967.0 MMD, a fin de adicionar 1,216.0 MW, y se concluirán entre el segundo y cuarto trimestre de 2024; los proyectos prioritarios de energías limpias se ejecutarán con una inversión de 1,674.1 MMD, para aumentar 1,025.0 MW, con fecha de conclusión entre 2022 y el primer trimestre de 2027; los proyectos con autofinanciamiento adjudicados tendrán una inversión de 3,473.5 MMD, para incrementar en 4,008.0 MW, y se concluirán el primer trimestre de 2024, y los proyectos de turbogas se realizarán con 232.0 MMD para agregar 260.0 MW al SEN.

Además, la SENER señaló que “Respecto del programa de retiro de centrales eléctricas de la CFE, aún y cuando su capacidad instalada de despacho sea baja, el CENACE ha determinado que esta capacidad instalada es necesaria para dar respaldo a la generación renovable intermitente, a fin de asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional; asimismo, estas centrales eléctricas tienen una función de seguridad energética para el país en los casos de escasez de combustibles (...), si no se hubiera contado con esa capacidad instalada de CFE que se pretendía retirar, no se hubiera podido garantizar el suministro eléctrico por parte de la CFE (...).” Por los argumentos anteriores se solventa lo observado.

2. Emisión de disposiciones administrativas en materia de electricidad⁹

El Programa Regulatorio Anual de la CRE 2021 fue aprobado por su Órgano de Gobierno mediante el acuerdo núm. A/017/2021 del 31 de mayo de 2021, en el cual se planeó emitir 16 instrumentos regulatorios en materia de electricidad que, de acuerdo con la Comisión, fueron reprogramados desde 2020, por la suspensión de los plazos y términos legales como medida de prevención y combate a la propagación del coronavirus SARS-CoV-2.¹⁰ Por ello, en 2021, la Unidad de Electricidad de la CRE realizó la actualización del “Manual de procedimientos de la Unidad de Electricidad, para la elaboración, seguimiento y modificación del Programa Regulatorio”, en el que se estableció que éste sería de carácter multianual, por lo que dicho programa comprendió el periodo de julio de 2021 a septiembre de 2022, su análisis se presenta a continuación:

⁹ Mediante el oficio núm. OAED/DGADDE/068/2022 del 2 de marzo de 2022, se solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. UA-500/16097/2022 y UE-240/37205/2022 del 29 de marzo y 6 de junio de 2022, respectivamente, proporcionó la información solicitada.

¹⁰ DOF, 24 de marzo de 2020. Acuerdo núm. A/010/2020.

PROGRAMA REGULATORIO ANUAL DE LA CRE, 2021

Número	Nombre	Programa Regulatorio Anual 2021		Porcentaje de avance Jul-21-Sept-22	Observaciones
		Mes de envío a CONAMER	Aprobación por parte del Órgano de Gobierno		
1	Acuerdo que modifica y adiciona diversos conceptos a la resolución núm. RES/142/2017, por la cual se expidieron las Disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.	jul-21	mar-22	82.0%	Se encontró en proceso de consulta pública de la CONAMER. El retraso para su aprobación se debió a la realización de mesas de trabajo con la finalidad de revisar el marco regulatorio vigente, y se encuentren alineados con la política energética y los objetivos de la CRE.
2	Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de demanda controlable de suministro básico.	ago-21	abr-22	82.0%	Se encontró en proceso de validación por parte de la Unidad de Asuntos Jurídicos. El retraso se debió a que se requerían datos reales y confiables para pronosticar de manera correcta la demanda; no obstante, el distribuidor tuvo dificultad para atender la solicitud, por la contingencia sanitaria.
3	Acuerdo por el que se establecen las modalidades y la información mínima que deberían hacer pública los integrantes de la industria eléctrica, incluyendo los informes sobre el desempeño y evolución del MEM que deberá publicar el CENACE.	nov-21	ago-22	80.0%	Se encontró en etapa de elaboración y en proceso de validación de la Comisionada Ponente.
4	Acuerdo por el que se actualizan las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código Red.	n.a.	dic-21	100.0%	El 31 de diciembre de 2021, se publicó en el DOF la resolución núm. RES/550/2021 y entró en vigor el 1 de enero de 2022.
5	Acuerdo por el que la CRE ordena la publicación en el DOF de la NOM-018-CRE-2019, Instalaciones de energía eléctrica- conexión, interconexión, transmisión y distribución- especificaciones de seguridad y procedimiento para la evaluación de la conformidad.	ago-21	abr-22	85.0%	Al cierre de 2021, se llevó a cabo la segunda consulta pública; se recibieron 590 comentarios y se conformaron grupos para su atención, con la participación de 156 expertos técnicos, y se trabajó en la alineación de la NOM-018-CRE con la NOM-001-SEDE, ya que técnicamente abordan temas en común.
6	Acuerdo por el que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general en materia de aportaciones, la metodología de cálculo de las aportaciones y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones y los modelos de convenios correspondientes.	jul-21	mar-22	72.0%	Al cierre de 2021, se alineó con la modificación del Manual para Interconexión y Conexión; se desarrollaron los modelos de convenio y la metodología de cálculo; se determinó el tiempo de vida útil de los equipos de transformación, y se realizaron proyecciones.
7	Acuerdo por el que se emiten los criterios generales para la evaluación del beneficio neto de las obras específicas a las que se refieren los artículos 34 y 44 de la LIE.	oct-21	jul-22	6.2%	Se reprogramó para 2022, debido a que repercute en los procesos de acceso al SEN, por lo que se revisará y desarrollará en coordinación con el CENACE.
8	Actualización de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.	oct-21	jul-22	100.0%	Fue aprobado por el Órgano de Gobierno de la CRE el 25 de febrero de 2022 y publicado en el DOF el 30 de marzo de 2022.
9	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para solicitar autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía eléctrica o suministro eléctrico.	oct-21	jul-22	70.0%	Se continúa con las actualizaciones solicitadas por parte de la Comisionada Ponente, por lo que se reprogramaron los tiempos de elaboración, revisión y envío a la CONAMER.
10	Acuerdo de la CRE por el que se modifican y adicionan las Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias.	ago-21	jun-22	91.0%	Se está en proceso de elaboración del Análisis de Impacto Regulatorio.
11	Manual de Servicios Conexos no Incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista.	ago-21	abr-22	87.0%	Fue publicado en el Sistema de Información del Mercado (SIM) del CENACE.
12	Actualización del Manual de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga.	jul-21	mar-22	25.0%	Por medio del memorándum núm. UE/106/2021 del 7 de octubre de 2021, el jefe de la Unidad de Electricidad solicitó a la Dirección General de Vinculación la baja de las disposiciones.
13	Actualización del Modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales	jul-20	mar-22	8.3%	

Número	Nombre	Programa Regulatorio Anual 2021		Porcentaje de avance Jul-21-Sept-22	Observaciones
		Mes de envío a CONAMER	Aprobación por parte del Órgano de Gobierno		
	eléctricas interconectadas a la RNT o a las RGD.				
14	Actualización del Modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectados a la RNT o a las RGD.	jul-20	mar-22	9.9%	
15	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen la metodología para determinar el cálculo y ajuste de la tarifa regulada para la operación del CENACE.	dic-21	sep-22	100.0%	Aprobados por el Órgano de Gobierno de la CRE el 29 de septiembre de 2022, y posterior publicación en el DOF.
16	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para la operación del suministrador de servicios básicos.	dic-21	sep-22	100.0%	

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en el “Programa Regulatorio Anual de la CRE 2021”, proporcionado mediante los oficios núms. UA-500/16097/2022 y UE-240/37205/2022 del 29 de marzo y 6 de junio de 2022, respectivamente.

n.a. No aplicable.

En el periodo de julio de 2021 a septiembre de 2022, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó y publicó en el DOF 2 (12.5%) instrumentos regulatorios; 9 (56.3%) presentaron avances, de acuerdo con la Comisión, debido a la existencia de demoras en el envío de los instrumentos regulatorios a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER), así como a factores técnicos inherentes a cada propuesta regulatoria, lo que repercutió en el tiempo destinado para el desarrollo y emisión de cada regulación, aunado a que algunas requirieron interacción con la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), CFE Transmisión, CFE Distribución, CFE Suministrador de Servicios Básicos y con los demás participantes de la industria eléctrica; 2 (12.5%) fueron aprobados por el Órgano de Gobierno el 29 de septiembre de 2022 y están en espera de su publicación en el DOF, y 3 (18.7%) fueron dados de baja, relacionados con la actualización del manual de interconexión de centrales eléctricas y conexión de centros de carga, así como de los modelos de contratos para centrales eléctricas y centros de carga conectados a la Red Nacional de Transmisión (RNT) o a las Redes Generales de Distribución (RGD).

Respecto de los tres instrumentos que fueron dados de baja, la Unidad de Electricidad de la CRE determinó que la posterior incorporación al Programa Regulatorio y la elaboración de éstos dependerá de la aprobación de las modificaciones a las Reglas del Mercado por parte del CENACE y de la incorporación de los procesos administrativos que deben implementar las centrales eléctricas y los centros de carga que busquen su acceso al Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La CRE señaló y documentó que, aun cuando existieron retrasos en los procesos para la aprobación y publicación de la regulación, la Metodología de Planeación de Instrumentos Regulatorios establece un mínimo de 18 meses para la conclusión de las regulaciones en materia de electricidad, en la cual incorporó el mapeo de la totalidad de los procesos involucrados, la secuencia de acciones de las unidades administrativas, los plazos de respuesta interna y las etapas aplicables para su ejecución, lo cual se realizó con base en las

atribuciones y la estructura orgánica establecida en el Reglamento Interno de la CRE, el marco legal aplicable a la industria eléctrica y de mejora regulatoria, así como la experiencia histórica documentada en la elaboración y emisión de instrumentos regulatorios planeados y no planeados.

Cabe señalar que en la auditoría 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, correspondiente al Informe del Resultado de la Cuenta Pública 2019, la CRE presentó 19 instrumentos regulatorios pendientes de aprobación y publicación, de los cuales se reportó que 6 fueron incluidos en el Programa Regulatorio Anual 2021; 3 se reprogramaron para el programa de 2022; 1 está en proceso de consulta de CONAMER, y 9 se dieron de baja, conforme al procedimiento PR-UE-01 “Procedimiento para la elaboración, seguimiento y modificación de los Programas Regulatorios” del Manual de Procedimientos de la Unidad de Electricidad, aprobado el 2 de septiembre de 2020, por la Jefatura de la Unidad de Electricidad de la CRE.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares mediante el oficio número UA-500/00000/2023 del 20 de enero de 2023, la CRE señaló que estableció 3 tipos de acciones de monitoreo con el objetivo de dar seguimiento al avance del Programa Regulatorio de 2022, como se indica a continuación:

- Reportes de Monitoreo Mensual del Programa Regulatorio

Las direcciones generales adscritas a la Unidad de Electricidad elaborarán mensualmente un informe pormenorizado sobre los avances de los instrumentos regulatorios a su cargo para identificar el riesgo de incumplimiento y, de considerarse necesario, realizar un diagnóstico y justificación correspondiente, para solicitar la modificación de fechas o cancelación de éste en el Programa Regulatorio 2022, de conformidad con lo establecido en el “Procedimiento para la elaboración, seguimiento y modificación del Programa Regulatorio” (PR-UE-01).

Asimismo, la Dirección General de Planeación y Vinculación de la CRE estableció, en abril de 2022, el Procedimiento PR-PLA-16 “Elaboración, seguimiento y modificación del Programa Regulatorio”, para dar continuidad al monitoreo de avance de los instrumentos regulatorios y su implementación.

- Reuniones Mensuales de Seguimiento

En 2022, se implementaron las reuniones mensuales de seguimiento, en las cuales la Dirección General de Análisis y Evaluación Regulatoria de la Industria Eléctrica, responsable del instrumento regulatorio, presentó al grupo de supervisión las actividades que se llevaron a cabo sobre el cumplimiento de los acuerdos establecidos en reuniones previas; el estado general que presentan las regulaciones a emitir, así como las problemáticas identificadas en las distintas etapas. Como resultado de las reuniones, se elaboraron minutas que se compartieron con el grupo de supervisión, para el monitoreo del programa regulatorio. Al

31 de diciembre de 2022, se realizaron 150 reuniones de seguimiento de los 17 instrumentos que habían sido reprogramados.

Asimismo, tanto los reportes mensuales como las minutas de las reuniones formaron parte de las estrategias y acciones registradas en el Programa de Trabajo de Administración de Riesgos (PTAR) de 2022.

- Indicadores de Enfoque del Programa Regulatorio

Se elaboraron y presentaron ante el Jefe de la Unidad de Electricidad y los titulares de las Direcciones Generales adscritas a la misma, un reporte de indicadores de enfoque, que fueron planeados en conjunto con la Dirección General de Planeación y Vinculación, a fin de medir el porcentaje de avance del programa regulatorio e informar sobre lo alcanzado, y dio seguimiento a los rubros siguientes: porcentajes de reuniones de supervisión llevadas a cabo con el jefe de unidad y las direcciones generales; reuniones con comisionados ponentes; comentarios de comisionados atendidos por instrumento regulatorio y por dirección general; regulaciones enviadas a CONAMER; comentarios de CONAMER atendidos por instrumento regulatorio y por dirección general; regulaciones aprobadas por el Órgano de Gobierno, y regulaciones publicadas en el DOF.

El Programa Regulatorio 2022 fue modificado en 3 ocasiones, por lo que de los 17 instrumentos regulatorios que se encontraron programados, a octubre de 2022, 13 estuvieron en seguimiento, mientras que los 4 restantes se dieron de baja por razones de inviabilidad técnica. Asimismo, se realizaron ajustes en los meses de envío a la CONAMER y de aprobación del Órgano de Gobierno de la CRE.

De los 13 instrumentos regulatorios, se informó que 4 (30.8%) se ubicaron en la etapa de publicación en el DOF (2 se publicaron y 2 por publicar); 2 (15.4%) en aprobación del Órgano de Gobierno; 5 (38.4%) en consulta pública en CONAMER; y 2 (15.4%) en la etapa de validación jurídica, por lo que la recomendación se solventa.

3. Permisos en materia de electricidad¹¹

a) Solicitudes en materia de electricidad

En 2021, la CRE recibió un total de 554 solicitudes para el otorgamiento, modificación, transferencia y terminación de un permiso en materia de electricidad, que incluyó 35 ingresadas en 2019; 177 en 2020, y 342 en 2021. El estatus de enero de 2021 a septiembre de 2022, se presenta en el cuadro siguiente:

¹¹ Por medio de los oficios núms. OAED/DGADDE/068/2022 y DGADDE/320/2022 del 2 de marzo y 30 de septiembre de 2022, respectivamente, se solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, la entidad remitió la información solicitada.

SOLICITUDES PRESENTADAS EN 2021 Y PREVIAS A 2021¹, CON CORTE A SEPTIEMBRE DE 2022
(Número de solicitudes)

Modalidad	Actividad regulada	Estatus enero 2021-septiembre 2022							Total de solicitudes
		Análisis para admisión	Desechadas	Desistidas	En análisis	En Órgano de Gobierno	Resueltas negativamente	Resueltas favorablemente	
Otorgamiento	Subtotal	0	9	10	66	11	45	17	158
	Generación	0	9	10	60	11	44	16	150
	Suministro	0	0	0	4	0	1	1	6
	Autorizaciones imp./ exp.	0	0	0	2	0	0	0	2
Modificación	Generación	15	5	2	165	18	65	62	332
Transferencia		0	0	0	0	0	1	0	1
Terminación	Generación	0	0	0	42	0	0	20	62
	Suministro	0	0	0	0	0	0	1	1
Total		15	14	12	273	29	111	100	554

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, respectivamente.

1 Incluye solicitudes presentadas en 2019 y 2020.

En 2021, de las 554 solicitudes recibidas por la CRE en materia de electricidad, 158 (28.5%), correspondieron a solicitudes para el otorgamiento de un permiso (150 de generación; 6 de suministro y 2 autorizaciones para importar o exportar energía). De las 150 (94.9%) solicitudes para el otorgamiento de un permiso de generación, 16 (10.7%) se resolvieron favorablemente, a 44 (29.3%) se les negó el permiso, 11 (7.3%) estaban pendientes de aprobación por parte del Órgano de Gobierno, 60 (40.0%) estaban en análisis, 10 (6.7%) desistieron y 9 (6.0%) fueron desechadas por no cumplir los requisitos establecidos para su admisión. Para los de suministro, de las 6 (3.8%) solicitudes, 4 (66.6%) estaban en análisis, 1 fue negado (16.7%) y 1 resuelto favorablemente (16.7%); en tanto que las 2 (1.3%) solicitudes de autorizaciones de importación o exportación se encontraron en análisis.

Por lo que respecta a las 332 (59.9%) solicitudes para la modificación de los permisos de generación, 62 (18.7%) se resolvieron favorablemente; 65 (19.6%) fueron negadas; 18 (5.4%) estaban en el Órgano de Gobierno; 165 (49.7%) se encontraron en análisis; 2 (0.6%) se desistieron; 5 (1.5%) fueron desechadas, y 15 (4.5%) estuvieron en deliberación para su admisión. Además, una solicitud de transferencia (0.2%) se resolvió negativamente; en tanto que, de las 63 (11.4%) solicitudes para la terminación de un permiso, 62 (98.4%) fueron de generación y 1 (1.6%) para suministro, de las cuales 42 (66.7%) se encontraron en análisis y 21 (33.3%) fueron resueltas favorablemente.

En 2021, del total de las solicitudes atendidas por la CRE, 111 (20.0%) fueron resueltas de forma negativa. Al respecto, la Unidad de Electricidad de la CRE documentó, por medio de las resoluciones de no otorgamiento, así como en las constancias de procedencia técnica, que las causas por las que fueron negadas se basaron en la opinión técnica del CENACE; además, los permisionarios no demostraron las razones por las que no podrían cumplir con

su programa para la construcción de la central. El análisis y clasificación de dichas solicitudes se presenta a continuación:

**SOLICITUDES EN MATERIA DE ELECTRICIDAD RESUELTAS NEGATIVAMENTE
DE ENERO DE 2021 A SEPTIEMBRE DE 2022¹
(Número de solicitudes)**

Modalidad	Actividad regulada	Clasificación		Total
		Por opinión del CENACE	Otros	
Otorgamiento	Generación	34	10	44
	Suministro	0	1	1
Modificación	Generación	0	65	65
Transferencia		0	1	1
Total		34	77	111

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, respectivamente.

1 Incluye solicitudes presentadas en los años 2019 y 2020.

De las 111 solicitudes que fueron negadas por la CRE en 2021, 77 fueron por no alinearse a los requisitos establecidos para dar trámite, así como por resultar contrarias a la normativa en materia de electricidad o por no acreditar con evidencia suficiente y fehaciente el motivo que fundamentara la solicitud presentada.

Las 34 solicitudes restantes para el otorgamiento de permisos de generación se rechazaron con base en la opinión realizada por el CENACE, de acuerdo con la facultad establecida en los artículos 23, fracción IV, incisos b), c) y f) del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica y 32 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo, al considerar que “la incorporación de centrales eléctricas fotovoltaicas y eólicas al SEN ha ido en aumento, junto con las afectaciones asociadas a las características de este tipo de tecnologías como es el caso de: la variabilidad y la incertidumbre de la generación, la reducción de la energía cinética almacenada al no contar con masas rotando a velocidad síncrona, cambios en los niveles de corto circuito y en el control de tensión. Además, señaló posibles escenarios operativos y los riesgos que se pudieran presentar derivado de la sustitución de unidades síncronas por generación con centrales eléctricas con energía limpia intermitente, por lo que el proyecto que se pretende desarrollar pudiera ocasionar afectaciones de confiabilidad al SEN”¹².

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/001/2023 del 12 de enero de 2023, el CENACE

¹² Treinta y cuatro resoluciones de no otorgamiento proporcionadas por la Comisión Reguladora de Energía, emitidas del 31 de agosto de 2021 al 30 de agosto de 2022.

remitió los oficios con los que la CRE le requirió, conforme a sus atribuciones, que emitiera la opinión técnica sobre 34 solicitudes para el otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica, así como las respuestas del Centro, las cuales contienen información básica del proyecto; la descripción de las condiciones del SEN al momento de la consulta, y los posibles beneficios o afectaciones, sin que en las opiniones se precise si debe o no otorgar el permiso, debido a que en el marco jurídico aplicable al CENACE no se establecen facultades para tomar las decisiones correspondientes.

Asimismo, precisó que, “...5. La Comisión Reguladora de Energía con base a sus facultades es quien debe establecer adiciones, modificaciones o derogaciones regulatorias en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, con el objeto de otorgar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución para Centrales Eléctricas y Centros de Carga.”

En este sentido, la CRE emitió dos disposiciones administrativas de carácter general: “Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red” y “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica”, que contienen criterios, lineamientos, directrices, reglas y requerimientos técnicos-operativos que deber ser de observancia para el CENACE, transportistas, distribuidores y las propias centrales eléctricas en materia de confiabilidad. Por los argumentos anteriores se solventa lo observado.

Asimismo, por medio del oficio núm. UE-240/1611/2023, del 18 de enero de 2023, la CRE señaló que, a partir de la Reforma Eléctrica aprobada en diciembre de 2013 y con objeto de promover la participación del sector privado en las actividades de generación, los permisos aprobados registraron un crecimiento hasta llegar a 1,261 en 2021, de los cuales 257 no habían reportado el inicio de operaciones de acuerdo con lo autorizado.

En este contexto, la CRE decidió modificar las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG), relacionadas con los requisitos para el otorgamiento de los permisos de generación de energía eléctrica, en cumplimiento de los artículos 17, 120 y 130 de la Ley de la Industria Eléctrica, y 21, 22 y 23 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

Dichas disposiciones fueron publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2022, con la “finalidad de que el otorgamiento de permisos de generación de energía eléctrica coadyuve a dar mayor certeza a aquellos proyectos que puedan entrar en operación y por consiguiente contribuyan al suministro eléctrico en beneficio de los usuarios finales”.

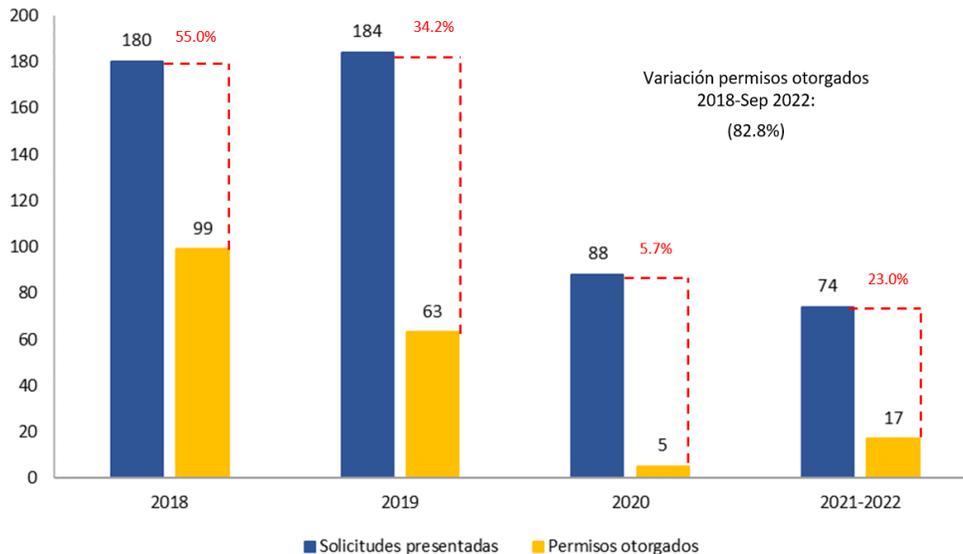
Asimismo, señaló que “El otorgamiento de un permiso de generación de energía eléctrica, es decir, el que un particular cuente con el permiso, no garantiza que el proyecto de inversión se lleve a cabo y aporte capacidad instalada, ya que en el proceso de realizar la inversión pueden influir distintas variables de tipo legal, técnico, medio ambiente y social,

económico, financiero y político que pueden impactar positiva o negativamente al proyecto”.

La CRE precisó que, la estrategia para contribuir con el otorgamiento de permisos e incorporación de capacidad instalada de centrales eléctricas, consiste en “conducir medidas que permitan a los desarrolladores de proyectos de generación tener un entendimiento a detalle de las nuevas DACG de permisos de generación, así como contar con información que les permita a los desarrolladores de proyecto de generación identificar las regiones del país donde es necesaria la instalación de centrales eléctricas, sean mediante fuente firmes o renovable”, por lo que la recomendación se solventa.

El comportamiento de las solicitudes presentadas para el otorgamiento de un permiso en materia de electricidad (generación y suministro), respecto de los permisos otorgados de 2018 a 2021, con corte a septiembre de 2022, se presenta a continuación:

SOLICITUDES PRESENTADAS PARA EL OTORGAMIENTO DE UN PERMISO EN MATERIA DE GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD Y PERMISOS OTORGADOS DE 2018 A 2021¹
(Número de permisos)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, respectivamente.

1 La CRE proporcionó el estatus de las solicitudes recibidas en 2021 y atendidas con corte a septiembre de 2022.

De 2018 a 2021 (con corte a septiembre de 2022), el número de permisos otorgados en materia de electricidad (generación y suministro) disminuyó 82.8%, al pasar de 99 a 17, situación que podría afectar la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica; además de que no se está cumpliendo con los objetivos de impulsar la inversión y la competencia en la industria eléctrica, propiciar la expansión eficiente del sistema y fomentar la diversificación de la matriz de generación.

b) Permisos de generación de electricidad por tipo de tecnología

De enero de 2021 a septiembre de 2022,¹³ la CRE otorgó un total de 16 permisos para la generación de energía eléctrica, el detalle de estos permisos se presenta a continuación:

PERMISOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA OTORGADOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA,
PREVIOS A 2021, Y 2021, CON CORTE A SEPTIEMBRE DE 2022
(Número de permisos)

Núm.	Número de permiso	Capacidad autorizada (MW)	Generación estimada (Gwh/año)	Tipo de tecnología	Energético primario	Ubicación	Tipo de combustible
Solicitudes ingresadas en 2019							
1.	E/2257/GEN/2021	20.0	47.0	Bioenergía	Bagazo de caña	San Luis Potosí	Energías limpias
Solicitudes ingresadas en 2020							
2.	E/2252/GEN/2021	1.4	1.9	Combustión interna	Diésel	Tabasco	Combustible fósil
3.	E/2254/GEN/2021	15.1	70.1	Combustión interna	Gas natural	Tamaulipas	Combustible fósil
4.	E/2259/GEN/2021	15.0	75.6	Bioenergía	Bagazo de caña	Veracruz	Energías limpias
5.	E/2267/GEN/2022	40.4	144.2	Turbogas	Gas natural	Tabasco	Combustible fósil
Solicitudes ingresadas en 2021							
6.	E/2253/GEN/2021	20.6	161.5	Ciclo combinado	Diésel, Gas natural	Estado de México	Combustible fósil
7.	E/2255/GEN/2021	186.0	500.9	Turbogas	Diésel, Gas natural	Baja California	Combustible fósil
8.	E/2256/GEN/2021	10.0	50.4	Bioenergía	Bagazo de caña	Tamaulipas	Energías limpias
9.	E/2258/GEN/2021	0.8	1.6	Fotovoltaica	Sol	Estado de México	Energías limpias
10.	E/2261/GEN/2022	107.6	407.3	Turbogas	Diésel, Gas natural	Tabasco	Combustible fósil
11.	E/2262/GEN/2022	16.0	24.0	Fotovoltaica	Sol	Ciudad de México	Energías limpias
12.	E/2263/GEN/2022	1.5	11.5	Combustión interna	Gas natural	Zacatecas	Combustible fósil
13.	E/2264/GEN/2022	1.5	11.5	Combustión interna	Gas natural	Zacatecas	Combustible fósil
14.	E/2265/GEN/2022	1.5	12.4	Combustión interna	Gas natural	Estado de México	Combustible fósil
15.	E/2266/GEN/2022	10.0	46.9	Hidroeléctrica	Agua	Sinaloa	Energías limpias
16.	E/2271/GEN/2022	91.0	64.6	Turbogas	Gas natural	Ciudad de México	Combustible fósil
Total		538.4	1,631.4	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, respectivamente.

n.a. No aplica.

MW: Megawatts.

Gwh/año: Gigawatts hora/ año.

¹³ Incluye las solicitudes de permiso de generación de energía eléctrica presentadas durante 2019 y 2020, resueltas entre enero de 2021 y septiembre de 2022.

De los 16 permisos otorgados, a septiembre de 2022 (incluyen una solicitud rezagada de 2019 y 4 de 2020), 6 (37.5%) fueron para generadores de energías limpias, mientras que los 10 (62.5%) restantes fueron para la generación de electricidad mediante combustibles fósiles, que, en conjunto, permitirán generar un estimado de 1,631.4 Gigawatts al año (Gwh/año) y, con ello, adicionar un total de 538.4 Megawatts (MW) a la capacidad acumulada para la generación de energía eléctrica.

El análisis del incremento de la capacidad derivada del otorgamiento de los permisos para la generación de energía eléctrica se presenta en el cuadro siguiente:

CAPACIDAD ACUMULADA DERIVADA DEL OTORGAMIENTO DE PERMISOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 1963-2022¹

Año	Permisos vigentes	Capacidad autorizada (MW)	Capacidad acumulada (MW)	Variación (%)
Permisos otorgados bajo el amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)				
Total 1963-2013	504	29,667.6	29,667.6	n.a.
Permisos otorgados bajo el amparo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE)				
2014	84	2,941.2	32,608.8	9.9
2015	284	51,003.8	83,612.6	156.4
2016	94	7,630.1	91,242.7	9.1
2017	67	12,540.1	103,782.8	13.7
2018	92	13,205.6	116,988.4	12.7
2019	78	10,444.2	127,432.6	8.9
2020	20	3,918.7	131,351.3	3.1
2021-septiembre 2022	16	538.4	131,889.7	0.4
Total 2014-septiembre 2022	735	102,222.1	131,889.7	n.a.
Total 1963-septiembre 2022	1,239	131,889.7	n.a.	n.a.
Variación 1963-2013- 2014 - sep. 2022 (%)	45.8	244.6	344.6	n.a.
Variación 2018- sep. 2022 (%)	(82.6)	(95.9)	12.7	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UA-500/87098/2022, del 29 de marzo y 21 de octubre de 2022, respectivamente.

1 La CRE proporcionó el estatus de las solicitudes recibidas en 2021 y atendidas con corte a septiembre de 2022.

n.a. No aplica.

De 2018 a 2021 (con estatus a septiembre de 2022), se identificó que el número de permisos otorgados disminuyó 82.6%, al pasar de 92 a 16, y la capacidad autorizada se redujo en 95.9%, al pasar de 13,205.6 MW en 2018 a 538.4 MW; asimismo, de 2019 a 2020, el número de permisos disminuyó 74.4% y la capacidad autorizada 62.5%.

c) Permisos de suministro de electricidad

En 2021, el permiso otorgado para el suministro de energía eléctrica correspondió a la modalidad de suministro de último recurso, con el que sumaron 68 permisos vigentes, que suministraron al MECP un total de 348,777,860.3 Megawatts por hora (MWh), de los cuales el 80.4% (280,310,947.7 MWh) correspondió a permisionarios de suministro básico (CFE y 4 suministradores privados); 1.9% (6,620,746.2 MWh) a suministro calificado, y 17.7% (61,846,166.4 MWh) a suministro de último recurso.

En el periodo 2018-2021, el número de permisos de suministro vigentes aumentó 15.3%, al pasar de 59 a 68 permisos, y la energía suministrada en el MEM se incrementó 14.7%. Por modalidad, se observó que, en el periodo de referencia, el número de permisos vigentes de suministro básico no tuvo diferencias; sin embargo, la cantidad de energía suministrada aumentó 7.0%, debido al incremento de la energía eléctrica generada en esos años.

Respecto de los permisos vigentes de suministro calificado, se incrementaron 15.4%, al pasar de 52 a 60 permisos, y la energía suministrada reportó un crecimiento del 285.9%, y los permisionarios de último recurso, aumentaron la cantidad de energía suministrada en 53.1%, y el número de permisos vigentes pasó de 2 a 3.

4. Operación del Mercado Eléctrico Mayorista¹⁴

a) Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista

El 15 de julio de 2016, se publicó el Manual del Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, el cual establece el procedimiento que deberán seguir los interesados para registrarse como participantes del mercado y ser acreditados por el CENACE para realizar operaciones en el MEM. En el numeral 3.2.3, de la base 3 “Registro y acreditación de Participantes del Mercado”, de las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que, para participar en el MEM, se podrán suscribir contratos con el CENACE, en las modalidades siguientes:

¹⁴ Por medio del oficio núm. OAED/DGADDE/067/2022, del 2 de marzo de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, la entidad proporcionó la información requerida.

Asimismo, por medio del oficio núm. DGADDE/321/2022, del 30 de septiembre de 2022, se solicitó a la Secretaría de Energía (SENER) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. 411/1459/2022, del 14 de octubre de 2022, la dependencia proporcionó la información requerida.

- **Generador:** representa una o más centrales eléctricas en el MEM.
- **Generador de Intermediación:** representa a las centrales eléctricas y a los centros de carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.¹⁵
- **Usuario Calificado Participante del Mercado:** representa centros de carga en el MEM para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.
- **Suministrador de Servicios Básicos:** representa en el MEM a los centros de carga correspondientes a los usuarios del suministro básico.
- **Suministrador de Servicios Calificados:** representa en el MEM a los centros de carga correspondientes a los usuarios calificados que no participan directamente en el MEM.
- **Suministrador de Último Recurso:** representa a usuarios calificados por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un suministrador de servicios calificados deje de prestar el suministro eléctrico.
- **Comercializador no Suministrador:** realiza transacciones en el MEM sin representar activos físicos.

Los interesados o candidatos deberán cumplir el procedimiento de registro y acreditación, así como el pago de la cuota única de registro que asciende a 30.0 miles de pesos (mdp) sin IVA,¹⁶ para que el CENACE sufrague los costos administrativos del procesamiento de la solicitud de participante del mercado. Al respecto, el CENACE cuenta con un sitio Web denominado “Sistema de Registro de Participantes del Mercado (SIRA)” y, al cumplir los requerimientos establecidos, el interesado califica para la formalización del contrato como un participante del mercado.

Con el cumplimiento de los procesos y requerimientos, el participante puede formar parte activa del MEM sin que esté obligado a realizar operaciones en el año en el que suscribió el contrato o posteriores.

¹⁵ Contratos de Interconexión Legados: es el contrato de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor suscrito en términos de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), y hasta la conclusión de su vigencia. **Acuerdo por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados.** DOF 13 de mayo de 2016. Disponible en el enlace siguiente:
https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&fecha=13/05/2016#gsc.tab=0

¹⁶ En el Acuerdo A/075/2015, de la Comisión Reguladora de Energía se expidieron las tarifas de operación del CENACE para el año 2016, y vigentes en 2021.

En 2021, el CENACE formalizó 11 contratos con interesados en participar en el MEM, como se muestra a continuación:

CONTRATOS FORMALIZADOS POR LOS PARTICIPANTES DEL MEM CON EL CENACE, 2021
(Número)

Modalidad	Contratos formalizados	Participantes que realizan actividades en el MEM	Ingresos obtenidos por el CENACE por el cobro de registro de participante del mercado (miles de pesos) ¹
Total	11	2	382.8
Generador	6	0	208.8
Suministrador de Servicios Calificados	2	1	69.6
Comercializador no Suministrador	3	1	104.4

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022.

1 Los ingresos se obtuvieron multiplicando el número de solicitudes por la cuota de registro (30.0 mdp), más IVA, establecida en el Acuerdo número A/075/2015 de la CRE. El IVA fue de 4.8 mdp por contrato.

En 2021, el CENACE formalizó 11 contratos para participar en el MEM, 6 fueron en la modalidad de Generador; 2 como Suministrador de Servicios Calificados, y 3 de Comercializadores no Suministradores, con lo que obtuvieron ingresos por concepto de costos administrativos por 382.8 mdp. De los 11 contratos formalizados, 2 participantes (1 Suministrador de Servicios Calificados y 1 Comercializador no Suministrador) realizaron actividades en el MEM.

El total de participantes en el MEM, de 2016 a 2021, es el siguiente:

PARTICIPANTES CON CONTRATOS FORMALIZADOS Y CON ACTIVIDADES EN EL MEM, 2016 a 2021¹
(Número)

Modalidad	2016		Contratos formalizados				2021		Diferencia	
	Contratos formalizados	Actividades en el MEM	2017	2018	2019	2020	Contratos formalizados	Actividades en el MEM	Contratos formalizados	Actividades en el MEM
	(a)	(b)					(c)	(d)	(e)=(c)-(a)	(f)=(d)-(b)
Total	16	6	71	141	168	189	194	157	178	151
Generador	7	4	33	76	93	109	114	94	107	90
Generador de Intermediación	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1
Suministrador de Servicios Calificados	6	2	25	43	50	53	54	44	48	42
Suministrador de Servicios Básicos	1	0	1	2	2	2	2	1	1	1
Suministrador de Último Recurso	0	0	1	1	2	2	2	0	2	0
Comercializador no Suministrador	0	0	9	17	19	21	20	16	20	16
Usuario Calificado Participante del Mercado	1	0	1	1	1	1	1	1	0	1

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022. Así como el “Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, Segundo Semestre del 2021”, del CENACE.

NOTA: El dato de los contratos formalizados de 2016 a 2019 corresponde a lo reportado en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, Cuenta Pública 2019. El dato de los contratos formalizados en 2020 corresponde a lo reportado en el “Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, Segundo Semestre del 2021”, en el cual el CENACE señaló que de los 94 participantes de mercado en la modalidad de Generador que tienen actividades en el MEM, 6 pertenecen a las EPS de CFE Generación I, II, III, IV, V y VI.

1 No incluye dos convenios formalizados por el CENACE con CFE Distribución y CFE Transmisión, debido a que no son participantes del mercado.

A 6 años de la entrada en operación, el MEM aumentó 178 contratos formalizados, al pasar de 16 a 194 y los participantes que realizan actividades en el MEM se incrementaron en 151, al pasar de 6 a 157, para realizar transacciones de compra-venta de los productos. Asimismo, en 2016 a 2018, se presentó el mayor crecimiento (125 permisos), ya que pasó de 16 contratos a 141, y de 2019 a 2021 el crecimiento fue de 26, al pasar de 168 a 194 permisos.

b) Tipos de mercado

➤ Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP)

El MECP se integra por el Mercado del Día en Adelanto (MDA), el Mercado en Tiempo Real y el Mercado de una Hora en Adelanto, en el que se realizan transacciones de compra-venta de energía y servicios conexos, basados en Precios Marginales Locales (PML)¹⁷ de energía.

El MDA comprende el proceso de asignación y despacho de unidades de central eléctrica del día siguiente, mediante el cual el CENACE determina, con base en las ofertas de compra y venta recibidas, los arranques y paros de las unidades, los niveles de generación, niveles de servicios conexos y los PML de energía, cuya función objetivo es la maximización del excedente económico¹⁸ con base en las ofertas que sean presentadas, por los participantes del mercado.

En el Mercado en Tiempo Real (MTR) se calculan los PML Ex-Post de forma horaria para cada uno de los tres sistemas Sistema Interconectado Nacional (SIN), Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS), en donde se minimizan los costos variables y se maximiza el excedente económico.

En 2021, en el MECP, se ofertaron 357,277,074.2 megawatts-hora (MWh) de energía eléctrica y servicios conexos, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 274,079,782.4 mdp, como se presenta en el resultado 5 “Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”. Al respecto, los PML,¹⁹ fueron los siguientes:

¹⁷ El Precio Marginal Local (PML), se define como el incremento en el costo variable de producción en que se incurre al aumentar en un megawatt la demanda de energía eléctrica en un determinado punto de la red eléctrica y para un intervalo de tiempo establecido. El PML es utilizado para liquidar las inyecciones y retiros de energía eléctrica de los activos representados por los participantes en el mercado de energía de corto plazo. El PML se desagrega en tres componentes: a) componente de congestión marginal, que representa el costo marginal de congestionamiento en cada NodoP; b) componente de energía marginal, que representa el costo marginal de energía en el nodo de referencia del sistema interconectado correspondiente, y c) componente de pérdidas marginales, que representa el costo marginal de pérdidas en cada NodoP. Centro Nacional de Control de Energía. “Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, segundo semestre de 2021”, p. 40.

¹⁸ El excedente económico total, es el valor del producto suministrado menos el costo de producción, donde se asume que el valor del producto suministrado se determina por las ofertas de compra, mientras el costo de producción se determina por las ofertas de venta. **Manual de Costos de Oportunidad**. DOF 16 de octubre de 2017.

¹⁹ De acuerdo con los apartados 2.1.86 y 2.1.88, de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas por la Secretaría de Energía (SENER) en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de septiembre de 2015, el PML se determina por la inyección o retiro físicos de las liquidaciones financieras en el MEM.

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL MERCADO ELÉCTRICO DE CORTO PLAZO POR SISTEMA INTERCONECTADO, 2021
(Pesos/Megawatts-hora)

Sistema Interconectado	Precio Promedio Marginal Local (Pesos/MWh)	
	Mercado de Día en Adelanto (MDA)	Mercado en Tiempo Real (MTR)
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	850.2	855.8
Sistema Interconectado de Baja California (BCA)	974.4	773.6
Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS)	3,743.7	3,648.1

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022 y el correo electrónico del 13 de abril de 2022.

En el MEM, los PML se determinan a partir de la solución de un problema de Despacho Económico de Generación²⁰, en el cual se resuelve un problema de programación lineal en el que se minimizan los costos variables de generación sujeto al cumplimiento de restricciones físicas y operativas del sistema eléctrico.

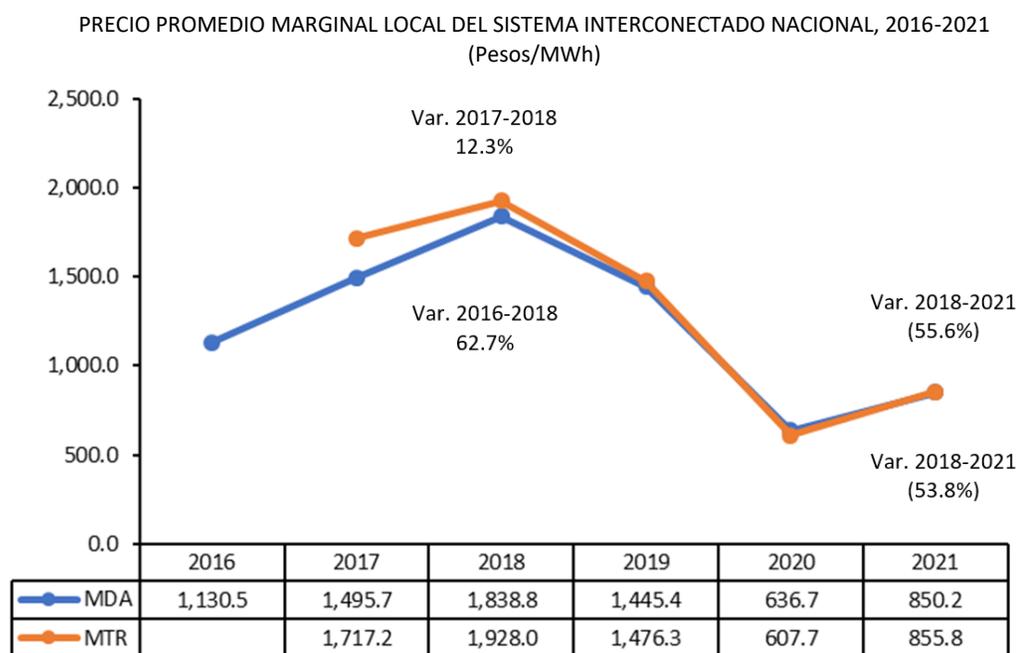
En 2021, el promedio del PML de la energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 850.2 pesos/MWh en el MDA y de 855.8 pesos/MWh en el MTR. En el Sistema Interconectado de BCA, el promedio del PML de la energía fue de 974.4 pesos/MWh en el MDA y de 773.6 pesos/MWh en el MTR. Respecto del Sistema Interconectado de BCS, el promedio del PML de la energía fue de 3,743.7 pesos/MWh en el MDA y de 3,648.1 pesos/MWh en el MTR.²¹

²⁰ El Despacho Económico de Generación tiene por objeto maximizar el excedente económico total esperado sujeto a balancear inyecciones y retiros de energía eléctrica en cada NodoP incluyendo la generación, la demanda y las transferencias de energía, o bien, balancear inyecciones y retiros en cada sistema interconectado sujeto a una restricción de que las transferencias de energía eléctrica entre NodosP corresponda a las inyecciones y retiros de generación y demanda, así como cumplir con los requisitos de Reservas de Regulación Secundaria, Reservas Rodantes, Reservas Operativas y Reservas Suplementarias. **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF el 8 de septiembre de 2015.

²¹ El Monitor Independiente del Mercado denominado ESTA Internacional LLC, S.A. de C.V., señaló que la diferencia en los PML de un sistema interconectado a otro se debe principalmente a que “una sobrestimación del pronóstico de carga en el MDA, respecto de los resultados del MTR provoca que se asignen más Unidades de Centrales Eléctricas (UCE) que no son necesarias en Tiempo Real. Cuando se sobreestima la carga en el MDA, los PML de este son mayores que los del MTR, lo que genera una brecha negativa de dichos precios. Por el contrario, una subestimación en la carga del MDA provoca que los precios del MTR sean más altos que los del MDA porque el CENACE tiene que conseguir la generación faltante en Tiempo Real”. **“Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2019”**. Monitor Independiente del Mercado ESTA Internacional LLC, S.A. de C.V., p. 214. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/553784/Reporte_Anual_2019_del_Monitor_Independiente_del_Mercado.pdf, consultado el 7 de noviembre de 2022.

El promedio del PML, en el periodo 2016-2021, por sistema interconectado se muestra a continuación:

- Sistema Interconectado Nacional (SIN)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, así como de la información proporcionada en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, Cuenta Pública 2019.

NOTA 1: Las cifras se actualizaron a precios de 2021, con base en el Deflactor del Índice de Precios Implícitos del Producto Interno Bruto 1993-2021, de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

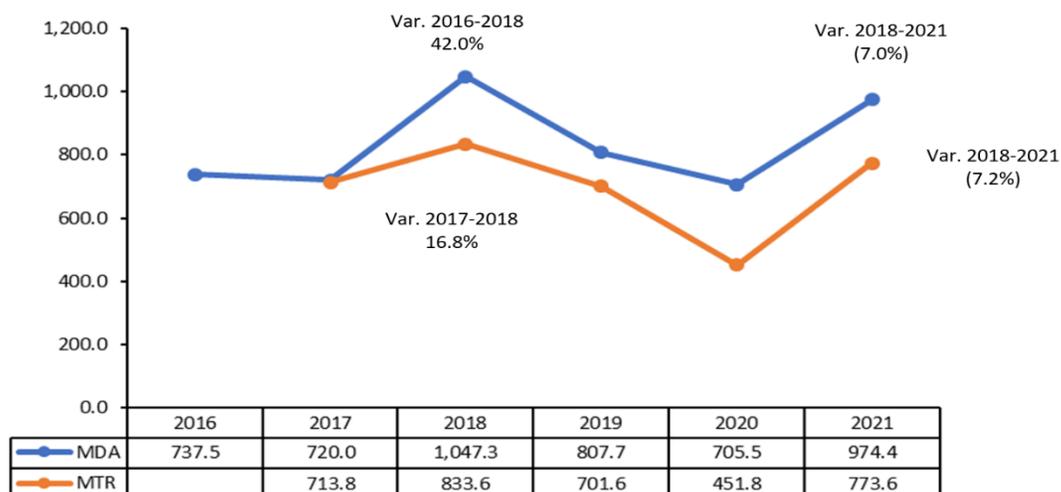
n.d. La Subdirección de Operación del MEM proporcionó una nota informativa en la que señaló que el MTR en el SIN inició operaciones en enero de 2017.

De 2016 a 2018, el promedio del PML del MDA se incrementó 62.7%; de 2018 a 2021 éste decreció 53.8%, al pasar de 1,838.8 a 850.2 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 12.3%; de 2018 a 2021 disminuyó 55.6%, al pasar de 1,928.0 a 855.8 pesos/MWh. Además, se observó que los precios promedio de 2021 reflejaron un alza del 33.5% en el MDA y del 40.8% en el MTR, respecto de 2020 que, de acuerdo con el CENACE, dicho aumento fue “derivado del incremento en la demanda,

impulsado por la reactivación de las actividades económicas durante la crisis sanitaria por SARS-CoV-2”.²²

- Sistema Interconectado de Baja California (BCA)

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DE BAJA CALIFORNIA, 2016-2021
(Pesos/MWh)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, así como de la información proporcionada en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, Cuenta Pública 2019.

NOTA 1: Las cifras se actualizaron a precios de 2021, con base en el Deflactor del Índice de Precios Implícitos del Producto Interno Bruto 1993-2021, de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

n.d. La Subdirección de Operación del MEM proporcionó una nota informativa en la que señaló que el MTR en BCA inició operaciones en enero de 2017.

De 2016 a 2018 el promedio del PML del MDA se incrementó 42.0%; de 2018 a 2021 decreció 7.0%, al pasar de 1,047.3 a 974.4 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 16.8%; de 2018 a 2021 éste disminuyó 7.2%, al pasar de 833.6 a 773.6 pesos/MWh. Además, los precios promedio de 2021 reflejaron un alza de 38.1% en el MDA y del 71.2% en el MTR, respecto de 2020, lo cual, de acuerdo con el CENACE, fue debido a “las restricciones de gas natural”, en este sistema interconectado.²³

²² CENACE. “Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, Segundo Semestre del 2021”. p. 42. Disponible en:

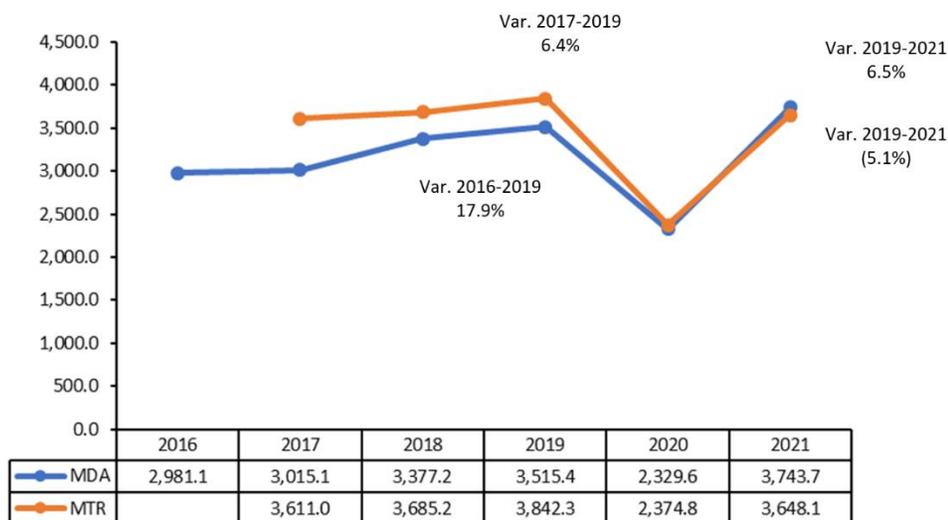
<https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/InformesGestion/Informe%20de%20Autoevaluacion%20de%201a%20Gesti%C3%B3n%20Segundo%20Semestre%202021.pdf>. Consulta: 7 de noviembre de 2022.

²³ CENACE. “Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, Segundo Semestre del 2021”, p. 43, Consulta: 7 de noviembre de 2022, disponible en:

<https://www.cenace.gob.mx/Docs/Transparencia/InformesGestion/Informe%20de%20Autoevaluacion%20de%201a%20Gesti%C3%B3n%20Segundo%20Semestre%202021.pdf>.

- Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS)

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DE BAJA CALIFORNIA SUR, 2016-2021
(Pesos/MWh)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022, así como de la información proporcionada en el Informe de Auditoría de Desempeño núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, Cuenta Pública 2019.

NOTA 1: Las cifras se actualizaron a precios de 2021, con base en el Deflactor del Índice de Precios Implícitos del Producto Interno Bruto 1993-2021, de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

n.d. La Subdirección de Operación del MEM proporcionó una nota informativa en la que señaló que el MTR en BCS inició operaciones marzo de 2017.

De 2016 a 2019, el promedio del PML del MDA se incrementó 17.9%; de 2019 a 2021 aumentó 6.5%, al pasar de 3,515.4 pesos/MWh a 3,743.7 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2019, el promedio del PML en el MTR aumentó 6.4%; de 2019 a 2021 disminuyó 5.1%, al pasar de 3,842.3 pesos/MWh a 3,648.1 pesos/MWh.

Cabe señalar que, en 2020, se registraron los PML más bajos de los primeros cinco años de operación del MECP, tanto a nivel nacional como por sistema interconectado, debido a la crisis sanitaria de la pandemia por el SARS-CoV-2 y a la implementación de las medidas para la mitigación y control por parte del Gobierno Federal, lo cual impactó en un descenso de la demanda de energía eléctrica y, en consecuencia, en la caída de los PML en el primer semestre de 2020; en tanto que, en el segundo semestre de 2020, se registró un repunte tanto en la demanda como en los PML, por la reapertura escalonada de las actividades

económicas y espacios públicos del país, aunque, en términos generales, el nivel de los precios se mantuvo por debajo del PML promedio del segundo semestre de 2019.²⁴

La Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, adscrita a la Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE, señaló que, en 2021, los tres sistemas de interconexión presentaron volatilidad en los PML, debido a múltiples factores, entre los que destacan: “costos de los combustibles; disponibilidad y distribución de la generación renovable de bajo costo (hidroeléctrica, eólica y fotovoltaica); disponibilidad y restricciones de la Red Nacional de Transmisión; requerimientos de compra de energía eléctrica para el MDA y demanda para el MTR; requerimientos y disponibilidad de servicios conexos; programas de adiciones y retiros de Unidades de Central Eléctrica (UCE), así como la indisponibilidad de generación de UCE por mantenimiento, fallas y degradación”, por lo que los PML reflejan, en conjunto, el impacto y la situación de cada uno de los componentes señalados. Adicionalmente, la Subdirección de Operación del MEM señaló que “no existe una referencia normativa para evaluar la estabilidad de los PML del MEM”.

En cuanto al Mercado de una Hora en Adelanto, uno de los componentes del MECP, en las Bases del Mercado Eléctrico se estableció que debía iniciar operaciones a partir de la segunda etapa del MEM, la cual se tenía que realizar entre 2017 y 2018; sin embargo, la Subdirección de Operación del MEM del CENACE, señaló que, a 2021, no había entrado en operación.

Al respecto, la Subsecretaría de Electricidad de la SENER señaló que este componente no se ha llevado a cabo, debido a que el 9 de marzo de 2021, se publicó en el DOF el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica”, mismo que establece modificaciones, con el fin de alinear la operación de la industria eléctrica nacional con los objetivos establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024, entre las que se encuentran las siguientes: el despacho de las centrales eléctricas; el otorgamiento de permisos para la generación de electricidad; el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias, y la eliminación de la obligatoriedad del Suministrador de Servicios Básicos para suscribir Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente por medio de subastas. Estas modificaciones implican ajustes en la operación del MEM y los elementos que lo componen.

A partir de la publicación de la reforma a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), el 9 de marzo de 2021, se presentaron juicios de amparo, los cuales siguen en revisión por parte del Poder Judicial y se encuentra pendiente la realización de las modificaciones necesarias a todos los acuerdos, resoluciones, lineamientos, políticas, criterios, manuales y demás instrumentos regulatorios expedidos en materia de energía eléctrica, con el fin de alinearlos a lo previsto en la LIE reformada, por lo que el Mercado de Una Hora en Adelanto, se encuentra

24 Monitor Independiente del Mercado ESTA International LLC, S.A. de C.V. “**Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2020**”, p. 1, consulta: 7 de noviembre de 2022, disponible en:

http://transparenciacre.westcentralus.cloudapp.azure.com/PNT/XXIX/REPORTE_ANUAL_MERCADO_2020.pdf,

pendiente de operar hasta que resuelvan dichos juicios de amparo y se determine el diseño y operación del MEM en el marco de la nueva política energética.

➤ Mercado para el Balance de Potencia (MBP)

El MBP es un mercado *expost* que tiene como propósito: a) facilitar transacciones entre los participantes del mercado cuyos contratos de cobertura eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la CRE y los participantes del mercado que cuenten con Potencia no comprometida por medio de Contratos de Cobertura Eléctrica y b) determinar, acorde con lo establecido por la CRE, la curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos de Potencia y comprar la porción que aplique por cuenta de los participantes del mercado que tengan un requisito de Potencia, a fin de fomentar la operación eficiente del MEM.

En 2021, en la Zona de Potencia SIN se adquirieron 6,131.7 MW-año de Potencia eficiente²⁵ para atender la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad, a fin de disminuir la incidencia de apagones. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, la oferta de venta fue menor que la oferta de compra, con lo que la cantidad de Potencia adquirida en cada zona fue menor, por lo que se obtuvo una “Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia”,²⁶ al no adquirirse Potencia eficiente. Los resultados específicos de dicho mercado se presentan en el Resultado número 5 “Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”, de este informe.

➤ Los dos tipos de mercado restantes y las subastas de mediano y largo plazo en 2021, no operaron, como se señala a continuación:

Tipo de mercado / Definición	Estatus
<p>Mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL): tiene por objeto permitir que las Entidades Responsables de Carga (ERC) / satisfagan las obligaciones establecidas por la CRE para la adquisición de dichos certificados. Este mercado permite realizar transacciones entre ERC cuyos contratos de Cobertura Eléctrica no cubren sus obligaciones establecidas o las rebasan; entre Generadores cuya operación no permite cumplir con sus compromisos contractuales, y entre Generadores con excedentes relativos a sus compromisos.</p>	<p>En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado debería de iniciar operaciones en 2018; sin embargo, se identificó que, a 2021, continuó sin entrar en operación.</p>
<p>Subastas de Derechos Financieros de Transmisión (DFT): tiene por objeto que los interesados puedan adquirirlos y, en su caso, puedan utilizarlos para administrar los riesgos derivados de la congestión en el Sistema Eléctrico Nacional. En la base 1.3, apartado 1.3.5 de las Bases del Mercado Eléctrico, se señaló que los DFT otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de</p>	<p>En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado debería de iniciar operaciones en el segundo semestre del 2017; sin embargo, se identificó que, a 2021, continuó sin entrar en operación.</p>

25 La cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que sea adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia en exceso de la Potencia que se requiera para cumplir con los requisitos anuales del producto para la zona de que señale, la cual será asignada a las entidades responsables de carga en proporción a su requisito anual de Potencia y el costo de adquisición correspondiente será cubierto a través del cargo para su aseguramiento. **Manual del Mercado para el Balance de Potencia**, Secretaría de Energía, DOF, 22 de septiembre de 2016.

26 Son las obligaciones netas de Potencia que los participantes del mercado no hayan cumplido al concluir el Mercado para el Balance de Potencia. **Manual del Mercado para el Balance de Potencia**, Secretaría de Energía, DOF, 22 de septiembre de 2016.

Tipo de mercado / Definición	Estatus
<p>Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen.</p> <p>En la Base 13, de las Bases del Mercado Eléctrico, se señaló que existen tres mecanismos para la adquisición de DFT: a) asignación (legados);²⁷ b) subastas,²⁸ y c) por fondeo de la expansión de la red.²⁹</p>	
<p>Subastas de mediano y largo plazo: Si bien las Bases del Mercado Eléctrico no consideran a las subastas de mediano y largo plazo como un tipo de mercado, se establece que “adicionalmente, el CENACE operará subastas para asignar contratos de Cobertura Eléctrica de mediano y largo plazo”.</p> <p>Las Subastas de mediano plazo tienen por objetivo adquirir con anticipación la Potencia y energía eléctrica que será consumida por los Usuarios de Suministro Básico, a fin de reducir o eliminar su exposición a los precios de estos productos en el corto plazo. Lo anterior, sin perjuicio de que las otras Entidades Responsable de Carga y los Generadores participen en dichas subastas con otros objetivos. En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado debería de iniciar operaciones en 2017.</p> <p>Las Subastas de largo plazo tienen por objeto fomentar la competitividad y estabilidad de precios en la adquisición de Potencia y CEL por los Suministradores de Servicios Básicos, y garantizar una fuente estable de pagos que contribuyan a apoyar el financiamiento de las inversiones eficientes requeridas para desarrollar nuevas centrales eléctricas y mantener a las existentes. En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado debería de iniciar operaciones en 2015.</p>	<p>Con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017, la Auditoría Superior de la Federación realizó la Auditoría de Desempeño núm. 453-DE “Subastas de Energía Eléctrica”, en la que se verificó que, el CENACE había realizado tres subastas de largo plazo y una subasta de mediano plazo; sin embargo, a 2021, continuaron canceladas por instrucción de la SENER.</p>

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022.

La Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE precisó que los mercados de CEL y de DFT no operaron debido a que se recibió el oficio núm. SENER.100/2019/231, emitido por la SENER el 27 de marzo de 2019, en el cual “(...) se solicita a ese Centro considere la pertinencia de llevar a cabo las acciones necesarias para suspender temporalmente toda actividad relacionada con la continuación de las etapas que

²⁷ Los DFT Legados fueron creados a partir del uso histórico de la RNT, los cuales tienen como objetivo permitir que se respeten las características de los contratos legados vigentes antes de la entrada en vigor de la LIE. En esta primera etapa, los DFT se otorgaron únicamente al Suministrador de Servicios Básicos (CFE), y al Generador de Intermediación, quien es el responsable de representar en el MEM a todos los titulares de Contratos de Interconexión Legados (CIL) que estuvieron y siguen en operación antes y después de la entrada de la LIE. Fue una asignación única y tendrá una vigencia hasta el 2035, con recálculos anuales. Respecto de este mecanismo de adquisición, la Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista señaló que, en 2021, este subcomponente de mercado operó de manera normal, y se realizaron los recálculos mensuales de acuerdo con la presentación de las altas y bajas de centros de Carga que reportaron los titulares de estos instrumentos. Nota informativa, emitida por la Subdirección de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista, adscrita a la Dirección de Administración del MEM, el 10 de octubre de 2022.

²⁸ Después de la asignación de los DFT Legados, la capacidad de transmisión restante será vendida en subastas de DFT y los ingresos procedentes de dichas subastas serán asignados como una devolución a todas las Entidades Responsables de Carga. Apartado 13.3.1, de las **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF, 8 de septiembre de 2015.

²⁹ Los participantes del mercado y titulares de Contratos de Interconexión Legados que participan en el fondeo de la expansión de la transmisión y la distribución para la interconexión de centrales eléctricas o la conexión de centros de carga recibirán DFT por el equivalente a la capacidad incremental creada en el SEN. Apartado 13.4.1, de las **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF, 8 de septiembre de 2015.

conforman el proceso previsto en la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2018, las Subastas por Confiabilidad, el Mercado de Certificados de Energías Limpias, las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión y la celebración de contratos de Participantes del Mercado Eléctrico en su calidad de Suministrador de Servicios Básicos, hasta en tanto entren en vigor el Plan Nacional de Desarrollo y los instrumentos programáticos que se derivan de dicho plan, a fin de que se realicen las adecuaciones pertinentes para que la participación de los particulares en el Mercado Eléctrico, de manera que estimulen la regulación y promoción de la actividad económica y social para lograr la transformación del país que propone la presente administración (...)” y a 2021, no se habían dado a conocer de manera completa y formal.

Asimismo, mediante el oficio núm. SENER.100/2019/891 del 26 de noviembre de 2019, la SENER “(...) instruye (...) a no convocar Subastas de Mediano Plazo subsecuentes a la SMP-1/2018, en tanto se definan los instrumentos programáticos complementarios del sector eléctrico (...)”, y con el oficio núm. SENER.100/2019/890 del 26 de noviembre de 2019, la SENER “(...) instruye al CENACE a que se abstenga de emitir convocatorias para Subastas Largo Plazo (...), hasta nuevas instrucciones (...)”.

En tanto que, la Subsecretaría de Electricidad de la SENER señaló que, a partir de la publicación de la reforma a la LIE, el 9 de marzo de 2021, en el DOF, se han presentado amparos ante el Poder Judicial, por lo que, en este contexto, a 2021, se encontraron pendientes las modificaciones a los acuerdos, resoluciones, lineamientos, políticas, criterios, manuales y demás instrumentos regulatorios expedidos en materia de energía eléctrica, para alinearlos a la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) reformada, por lo que no será hasta que se resuelvan dichos juicios de amparo, que se determine el diseño y operación que tendrá el MEM en el marco de la nueva política energética.

2021-0-18100-07-0037-07-001 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía, establezca una estrategia para consolidar la operación del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de que se implementen los mercados de Una Hora en Adelanto, el de Certificados de Energías Limpias y el de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como la reanudación de las Subastas de Mediano y Largo Plazos, en términos de lo establecido en la Base 1, apartado 1.3, numeral 1.3.1 y el apartado 1.4, "Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista", numeral 1.4.5, incisos a), fracción iii, b), fracciones i y ii, d), fracciones i, ii y iii, f), fracción i, y g), fracciones i y ii, de las Bases del Mercado Eléctrico, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

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

5. Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista³⁰

a) Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP)

- Energía inyectada

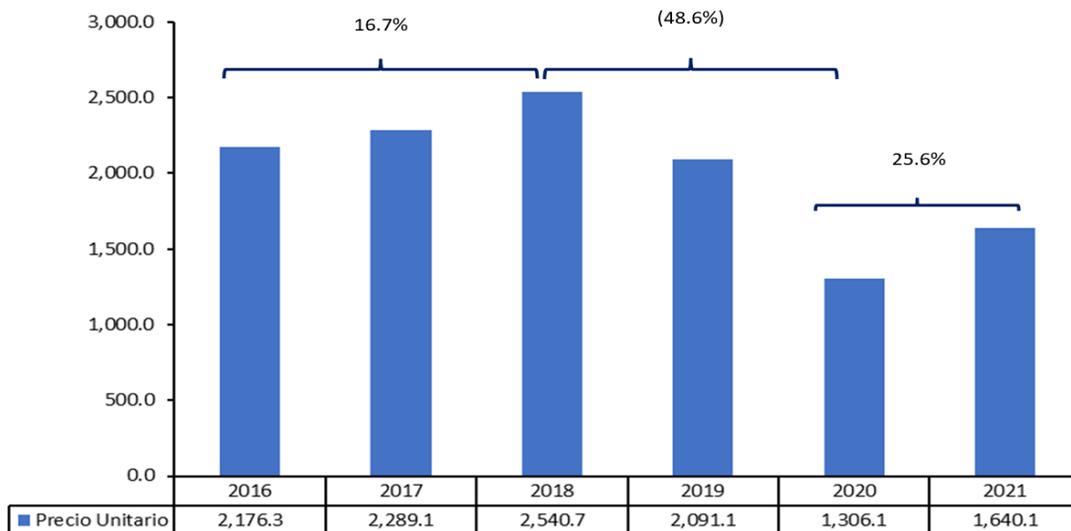
En 2021, mediante 124 contratos (6 EPS de Generación de CFE, 93 generadores privados, 1 generador de intermediación, 14 suministradores de servicios calificados y 10 comercializadores no suministradores) generaron un total de 357,277,074.2 Megawatts hora (MWh) de energía eléctrica y servicios conexos en el MECP, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 274,079,782.3 miles de pesos (mdp). Las EPS de generación a cargo de la CFE ofrecieron un total de 252,564,107.3 MWh (70.7%) de energía eléctrica y servicios conexos, de los cuales 220,202,297.9 MWh fueron de energía y 32,361,809.4 MWh correspondieron a servicios conexos, en tanto que los demás participantes (los 93 generadores privados, CFE Intermediación de Contratos Legados, 14 Suministradores de Servicios Calificados y 10 Comercializadores no Suministradores) participaron con 104,712,966.9 MWh (29.3%) del total generado, de los cuales 103,819,099.5 MWh fueron de energía y 893,867.3 MWh correspondieron a servicios conexos.

En el periodo 2016 a 2021, a 6 años de la entrada en operación del MEM, las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI disminuyeron su participación en 17.9 puntos porcentuales (p.p.) de la energía y servicios conexos generados en el MECP, efecto contrario con otros generadores públicos y privados que incrementaron su participación en la misma proporción, con lo que se garantizó la energía para operar el SEN.

³⁰ Por medio de los oficios núms. OAED/DGADDE/067/2022 y DGADDE/319/2022, del 2 de marzo y 30 de septiembre de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022, del 18 de marzo y 12 de octubre de 2022, la entidad proporcionó la información requerida.

El comportamiento del precio unitario de la energía y servicios conexos se presenta a continuación:

PRECIO UNITARIO DE LA ENERGÍA Y SERVICIOS CONEXOS GENERADOS EN EL MECP 2016-2021
(Pesos/MWh)



FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022.

NOTA 1: Las cifras se actualizaron a precios de 2021, con base en el Deflactor del Índice de Precios Implícitos del Producto Interno Bruto 1993-2021, de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

NOTA 2: La información presentada es dinámica y varía de acuerdo con el proceso de reliquidaciones establecido en el Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos. Por lo cual, para los años 2020 y 2021, lo presentado corresponde a la máxima reliquidación disponible al 9 de marzo de 2022.

NOTA 3: La información de los años 2016 al 2019 comprendió del 27 de enero de 2016 al 31 de diciembre de 2019, y corresponde a la máxima reliquidación disponible al 6 de octubre de 2022.

NOTA 4: No incluye los importes por la liquidación de Transacciones Bilaterales Financieras entre participantes de mercado.

Los cobros de los diferentes productos y servicios que se comercializan en el MECP se realizan de manera horaria, diaria, por zona, nodo y por participante de mercado, por lo que el precio unitario incluye los conceptos siguientes: energía, distribución, transmisión, garantía de suficiencia de ingresos, balance financiero del generador de intermediación,

potencia, servicios conexos, operación del sistema, contribución al diferencial de precios de confiabilidad e inadvertida y protocolo correctivo.³¹

En el periodo 2016-2018, el precio unitario de la energía y servicios conexos generados se incrementó 16.7%, en términos reales, al pasar de 2,176.3 pesos/MWh a 2,540.7 pesos/MWh, debido al aumento en los combustibles, la indisponibilidad de generación por mantenimiento, fallas o degradación y por el Programa de Adiciones y Retiros de Unidades de Central Eléctrica.

De 2018 a 2020, el precio unitario disminuyó 48.6%, al pasar de 2,540.7 pesos/MWh a 1,306.1 pesos/MWh; en 2020, se registró el precio unitario más bajo de todo el periodo, ocasionado por la crisis sanitaria de la pandemia por SARS-CoV-2, que trajo consigo un descenso en la demanda de energía eléctrica y, en consecuencia, que únicamente se requirieran las centrales más eficientes y económicas para atender la demanda; sin embargo, de 2020 al 2021, se presentó una recuperación en la demanda y un aumento en el precio del 25.6%, ocasionado por la reapertura escalonada de las actividades económicas y espacios públicos del país.

- Energía suministrada

En 2021, se ofertó un total de 357,277,074.2 MWh, con los que se suministraron 348,777,860.3 MWh para satisfacer la demanda nacional, por lo que presentó una pérdida de energía³² de 8,499,213.9 MWh, lo que representó el 2.4% de la oferta total. CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) abasteció 280,310,947.7 MWh (80.4%), otros suministradores participaron con 61,846,166.4 MWh (17.7%), y el suministrador de servicios calificados abasteció 6,620,746.2 MWh (1.9%).

³¹ La Unidad de Operaciones Comerciales, adscrita a la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista, proporcionó las definiciones siguientes: energía: incluye los importes netos liquidados por las transacciones de compra y venta de energía en el MECP (importaciones, exportaciones, consumos de centros de carga y generación de centrales eléctricas), así como los importes relacionados al componente de congestión y el componente de pérdidas; distribución: corresponde a los importes resultantes de la aplicación de la tarifa del servicio público de distribución; transmisión: son los importes resultantes de la aplicación de la tarifa por el servicio público de transmisión; garantía de suficiencia de ingresos: importes liquidados por concepto de garantía de suficiencia de ingresos en el MECP; balance financiero del generador de intermediación (GI): remanente resultante del balance que realiza el GI, en relación con el cumplimiento de sus obligaciones con los contratos de interconexión legados; potencia: importe por las transacciones netas del Mercado de Balance de Potencia, el cual se realiza de forma ex post en el mes de febrero; Servicios conexos: comprende los importes liquidados por los servicios de reserva de regulación secundaria, rodante y no rodante suplementaria en el MECP; operación del sistema: incluye los importes resultantes de la aplicación de la tarifa del servicio de operación del sistema eléctrico y administración del MEM; contribución al diferencial de precios de confiabilidad e inadvertida: contribución de los participantes del mercado al pago del desbalance en interconexiones internacionales e intercambios por confiabilidad, y protocolo correctivo: importes liquidados.

³² Es la cantidad de energía inyectada al SEN en ubicaciones incluidas en el MEM será mayor que la cantidad de energía retirada del sistema en las ubicaciones incluidas en el MEM, debido a las pérdidas. Estas pérdidas serán pagadas a través de la porción de los componentes de pérdidas marginales de los Precios Marginales Locales. **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF, 8 de septiembre de 2015.

En el periodo 2016-2021, a 6 años de la entrada en operación del MEM, CFE SSB disminuyó su participación en el MECP en 8.7 p.p., contrario a la participación de Otros Suministradores y el Suministrador de Servicios Calificados que incrementaron su participación en 6.8 y 1.9 p.p., respectivamente.

b) Mercado para el Balance de Potencia (MBP)

En el apartado 11.1.4, de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF, el 8 de septiembre de 2015, se indica que “la Potencia se refiere a un producto comercial que los Generadores pueden ofrecer para su venta, mediante el cual adquieren la obligación de asegurar la Disponibilidad de Producción Física y ofrecer la energía correspondiente al Mercado de Energía de Corto Plazo”.

El MBP es un mercado operado por el CENACE cada año de manera *expost*, cuando haya concluido el Año de Producción³³ (por ejemplo, el MBP para el año de producción 2021 se operó en febrero de 2022), dicho mercado tiene los objetivos siguientes:

- Facilitar transacciones entre los participantes del mercado cuyos Contratos de Cobertura Eléctrica resultaron insuficientes para cumplir con los requisitos para obtener Potencia establecidos por la CRE y los participantes del mercado que cuenten con Potencia no comprometida por medio de Contratos de Cobertura Eléctrica.
- Determinar, acorde con lo establecido por la CRE, la curva de demanda de Potencia en exceso de los requisitos de Potencia y comprar la porción que aplique por cuenta de los participantes del mercado, que tengan un requisito de Potencia, a fin de fomentar la operación eficiente del MEM. En este contexto, el MBP debe establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo.

³³ Es el año para el cual se calculan las cantidades de Potencia consideradas, tomando en cuenta que el Mercado para el Balance de Potencia será operado por el CENACE para cada año de producción una vez que el mismo haya concluido. Por ejemplo, el Mercado para el Balance de Potencia para el Año de Producción 2018 fue operado por el CENACE en los primeros meses del año 2019. **Manual del Mercado para el Balance de Potencia**, Secretaría de Energía, DOF, 22 de septiembre de 2016.

En el MBP existen tres zonas de Potencia,³⁴ cada una de ellas está compuesta por un conjunto de NodosP³⁵ que están interconectados directamente entre ellos: a) Sistema Interconectado Nacional (SIN); b) Sistema Interconectado Baja California (BCA), y c) Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS). Los resultados del Mercado para el Balance de Potencia 2022, año de producción 2021, se presentan a continuación:

POTENCIA ADQUIRIDA Y CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA, 2021
(Megawatts-Año)

Zona de Potencia	Oferta de venta de Potencia (a)	Oferta de compra de Potencia (b)	Potencia adquirida (c)	Cantidad de Potencia eficiente adquirida (d)=(a)-(b)	Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia (e)=(b)-(a)
SIN	8,066.0	1,934.3	8,066.0	6,131.7	n.a
BCA	417.5	1,005.9	417.5	n.a	588.4
BCS	278.4	286.3	278.4	n.a	7.9

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022 y el “Informe Ejecutivo: Mercado para el Balance de Potencia 2022. Año de producción 2021”.

n.a. No aplicable.

En el Informe Ejecutivo del Mercado para el Balance de Potencia 2021, Año de Producción: 2020, se reportó que, en la Zona de Potencia SIN se adquirieron 6,131.7 Megawatts-año (MW-año) de Potencia eficiente,³⁶ para el aseguramiento del producto lo que, de acuerdo con el Manual del Mercado para el Balance de Potencia emitido por la SENER en el DOF el 22 de septiembre de 2016, “incentivará el desarrollo de nueva capacidad de generación para el Sistema Eléctrico Nacional”, a fin de que se “pueda satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho”.

³⁴ Una zona de Potencia consiste en un conjunto específico de NodosP que están interconectados directamente entre ellos, y se definen en donde existe una necesidad de generación local. Por lo tanto, es posible que diversos NodosP no pertenezcan a ninguna zona de Potencia, sino que solamente se consideren dentro del MBP para el sistema interconectado completo a que pertenece. Apartado 11.1.3, de las **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF, el 8 de septiembre de 2015.

³⁵ Se refiere a un Nodo de Precios, un NodoP corresponde a un NodoC individual o un conjunto de NodosC, donde se modela la inyección o retiro físicos y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el MEM. Por su parte, un NodoC, es un Nodo de conectividad a la red, un conjunto de NodosC interconectados por ramas de la red constituye el Modelo de la Red Física. Apartados 2.1.86 y 2.1.88, de las **Bases del Mercado Eléctrico**, Secretaría de Energía, DOF, 8 de septiembre de 2015.

³⁶ Es la cantidad de Potencia (expresada en MW-año) que es adquirida por el Mercado para el Balance de Potencia en exceso de la que se requiera para cumplir con los Requisitos Anuales de Potencia para la Zona de que se trate, la cual será asignada a las Entidades Responsables de Carga en proporción a su Requisito Anual de Potencia. Manual del Mercado para el Balance de Potencia, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 22 de septiembre de 2016.

La capacidad de generación disminuye la incidencia de apagones y promueve un sistema más eficiente y confiable. En el caso de las Zonas de Potencia BCA y BCS, la oferta de venta fue menor que la compra, ya que la cantidad de Potencia adquirida fue menor a su respectiva oferta de compra, por lo que no se adquirió Potencia eficiente y se obtuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia,³⁷ lo que repercutiría en la operación eficiente de los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur.

Los resultados del Mercado para el Balance de Potencia de los años de producción 2018 a 2021, se presentan a continuación:

POTENCIA ADQUIRIDA Y CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA 2018-2021
(Megawatts-Año)

Zona de Potencia	2018		2019		2020		2021	
	Potencia eficiente adquirida	Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia	Potencia eficiente adquirida	Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia	Potencia eficiente adquirida	Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia	Potencia eficiente adquirida	Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia
SIN	0.0	941.6	1,614.2	0.0	5,029.7	0.0	6,131.7	0.0
BCA	0.0	189.9	0.0	383.7	0.0	483.7	0.0	588.4
BCS	0.0	4.6	0.0	50.6	0.0	15.4	0.0	7.9

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio número CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022, del 18 de marzo de 2022 y los Informes Ejecutivos: Mercado para el Balance de Potencia, Años de producción 2021 y 2020, así como datos del Informe de Auditoría de Desempeño núm. 1383-DE "Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista", Cuenta Pública 2019.

En el periodo 2018-2021, a 4 años de la entrada en operación del MBP, se identificó que la zona del SIN, en 2019, 2020 y 2021, contó con Potencia eficiente adquirida, lo cual representó un avance respecto de lo observado en 2018 (primer año de la entrada en operación del mercado), en el cual existió un incumplimiento de la Obligación Neta de Potencia por 941.6 MW-año. En cuanto a las zonas de Potencia BCA y BCS, la oferta de venta fue menor que la compra, resultando el mismo efecto para la Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia al no adquirir Potencia eficiente, lo cual representaría un riesgo para la operación de ambos sistemas y significa también la necesidad de impulsar el desarrollo de centrales de generación de energía firme en las regiones de los sistemas de BCA y BCS.

³⁷ Son las obligaciones netas de Potencia que los participantes del mercado no hayan cumplido al concluir el Mercado para el Balance de Potencia. Manual del Mercado para el Balance de Potencia, Secretaría de Energía, Diario Oficial de la Federación, 22 de septiembre de 2016.

Como resultado de la Presentación de Resultados Finales y Observaciones Preliminares, mediante el oficio núm. 411/1920/2022, del 16 de diciembre de 2022, la Dirección General de Programación y Presupuesto, adscrita a la Unidad de Administración y Finanzas de la SENER proporcionó copia del oficio núm. 300.1001/2022, del 15 de diciembre de 2022, mediante el cual la Subsecretaría de Electricidad señaló las estrategias que se han llevado a cabo para impulsar el desarrollo de centrales de generación de energía firme en las regiones de los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur, como se presenta a continuación:

- En 2021, en el Sistema de Baja California, la CFE llevó a cabo la instalación de 5 unidades de turbogas en la Central González Ortega, con una capacidad instalada de 103.0 MW.
- De 2020 a 2021, en el Sistema de Baja California Sur, la CFE efectuó la instalación de 5 unidades aeroderivadas en dos centrales, con una capacidad de 147.2 MW, así como el traslado de 2 unidades de la central turbogas de Lechería a Baja California Sur con una capacidad de 72.0 MW.
- Asimismo, la SENER señaló que, entre 2019 y 2022, realizó la instalación de 4 unidades de generación privada en los Sistemas de Baja California y Baja California Sur, con una capacidad de 147.6 MW.

Además, la SENER señaló que, de acuerdo con el Cuarto Informe de Gobierno 2021-2022, se tiene programada la instalación de unidades de generación en 7 centrales (6 en Baja California y 1 en Baja California Sur), las cuales pretenden adicionar 3,098.0 MW de capacidad, los trabajos se tienen previstos para llevarse a cabo de 2022 a 2028. En tanto que, por parte de los privados, en 2022, se tiene considerada la instalación de 3 centrales eléctricas que adicionarán 133.0 MW de capacidad al sistema.

Con lo anterior, la SENER señaló y documentó que, entre 2019 y 2022, la CFE realizó acciones que permitirán adicionar capacidad en los sistemas de Baja California y Baja California Sur, a fin de que los participantes del mercado puedan adquirir el producto necesario y cumplir con sus obligaciones netas de potencia, por lo cual la recomendación se solventa.

6. Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)³⁸

Para medir el Estado Operativo del SEN, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) contó con los indicadores siguientes:

³⁸ Por medio de los oficios núm. OAED/DGADDE/067/2022, del 2 de marzo de 2022 y DGADDE/319/2022, del 30 de septiembre de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/016/2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022 del 18 de marzo y 12 de octubre de 2022, respectivamente, la entidad proporcionó la información requerida.

INDICADORES ESTABLECIDOS POR EL CENACE PARA LLEVAR A CABO EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN, 2021

Criterio	Nombre	Definición	Unidad de medida	Criterio	Meta	Real	Diferencia (p.p. / %)
Confiabilidad Eficiencia	Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativa del Sistema Interconectado Nacional (PMRO-SIN). ¹	Permite verificar el cumplimiento del margen de reserva operativo respecto de la capacidad para atender la demanda máxima instantánea diaria del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y con ello garantizar su confiabilidad, continuidad y seguridad.	Porcentaje	Ascendente	94.3	99.5	5.2 p.p.
Eficiencia	Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía (EFCO).	Muestra la relación que existe entre la eficiencia económica del despacho de generación del Mercado del Día en Adelanto (MDA) y la eficiencia económica del despacho de generación del Mercado en Tiempo Real (MTR), en función de la generación despachada y los costos variables de la generación asociados a cada proceso.	Porcentaje	Ascendente	92.5	97.4	4.9 p.p.
Confiabilidad Sustentabilidad	Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución (EPAM) del Mercado Eléctrico Mayorista.	El indicador, con base en los proyectos instruidos y su fecha necesaria de entrada, mide el porcentaje de la pertinente identificación de soluciones a las necesidades operativas de las redes eléctricas a partir de los proyectos ejecutados evitando la materialización de la necesidad identificada y los no ejecutados con la materialización de la necesidad identificada.	Porcentaje	Ascendente	100.0	100.0	0.0 p.p.
Confiabilidad	Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional (PEESEN).	El indicador permite cuantificar el porcentaje de energía entregada, entendida como el consumo neto de los usuarios del SEN, respecto del total de energía requerida por éstos.	Porcentaje	Ascendente	100.0	100.0	0.0 p.p.
Calidad Continuidad Seguridad	Porcentaje de operación en estado normal.	Indica el porcentaje del tiempo en que el SEN, o parte de él, operó por responsabilidad del CENACE, en Estado Operativo Normal. En este estado, el SEN se opera con suficientes márgenes de reserva de generación, transmisión y transformación para cumplir con el concepto de seguridad ante las posibles contingencias sencillas que se pudieran presentar.	Porcentaje	Ascendente	94.0	100.0	6.0 p.p.
	Índice de calidad del voltaje.	Valor promedio de tiempo en que el voltaje de los nodos definidos (400, 230, 161, 138, 115, 85, y 69 Kilovoltio (kV)) estuvo fuera de la banda de control establecida (+/- 3%) en un periodo determinado.	Horas promedio	Descendente	0.02	0.00169	(91.6%)
	Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia (ICF).	Indica el porcentaje de tiempo que la frecuencia eléctrica estuvo dentro de la banda de control (59.85- 60.15 Hertz).	Porcentaje	Ascendente	100.0	100.0	0.0 p.p.
Confiabilidad	Porcentaje de cumplimiento de reserva operativa (PCRO).	Indica el porcentaje del tiempo que se cumplió con el criterio de confiabilidad de reserva operativa (reserva rodante más reserva no rodante) ² durante el periodo de referencia.	Porcentaje	Ascendente	95.0	99.9	4.9 p.p.
Sustentabilidad	Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada al SEN. ³	De manera mensual y a partir de las liquidaciones del mercado se genera la serie estadística GNISEN que es la generación neta inyectada al SEN, el porcentaje de energías limpias es un descriptivo de esta serie, de difusión interna y actualizable respecto a las reliquidaciones de energía.	Porcentaje	n.a.	n.a.	28.6	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE por medio de los oficios núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI-016/2022, del 18 de marzo de 2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022, del 12 de octubre de 2022.

n.a. No aplicable.

p.p. Puntos porcentuales.

- Este indicador sustituyó al de Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional a partir del 2021.
- Reserva rodante: es la demanda controlable sincronizada a la red eléctrica para incrementar su generación o reducir su consumo dentro de un lapso establecido. Reserva no rodante: es la capacidad adicional de generación que no está conectada al sistema, pero que puede ser conectada.
- Es un indicador informativo y descriptivo, ya que la capacidad de generación e inyección de fuentes limpias no depende del CENACE. Se considera como energía limpia: bioenergía, hidroeléctrica, geotérmica, eólica, fotovoltaica, nuclear y la cogeneración eficiente, a partir de la información proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

En 2021, los resultados de los indicadores fueron los siguientes:

- Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativa del Sistema Interconectado Nacional: registró un resultado de 99.5%, cifra superior en 5.2 puntos porcentuales (p.p), respecto de la meta establecida que fue de 94.3%, con lo que aseguró niveles de reserva, ante la falla de generadores o que se incremente la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), con lo que se garantizó el suministro de energía eléctrica a la población.
- Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía: obtuvo un resultado del 97.4%, superior en 4.9 p.p. a la meta de 92.5%, debido a que los costos de energía programados (MDA) no presentaron diferencias sustantivas respecto de los costos de energía despachada (MTR), contribuyendo a la eficiencia económica en la satisfacción de la demanda y a la óptima operación del SEN.
- Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista: el resultado fue de 100.0%, ya que el CENACE señaló que identificó soluciones para atender las problemáticas que se presentaron en las redes del SEN.

Cabe señalar que la SENER instruyó a CFE Transmisión 19 proyectos de ampliación y 14 de modernización de la RNT, con fecha de conclusión entre abril 2020 y abril 2027; en tanto que, para CFE Distribución fueron 28 proyectos para la ampliación de las RGD, con fecha necesaria de entrada en operación entre abril de 2023 y abril de 2026.

Asimismo, con el análisis de la información proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022, DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022, del 29 de marzo, 9 y 23 de agosto de 2022, se identificó que, entre 2019 y 2020, la SENER acumuló 77 proyectos instruidos de transmisión (59 de ampliación y 18 de modernización), de los cuales 55 (71.4%) se encontraron pendientes de aprobación; 20 (26.0%) por iniciar en 2022; 2 (2.6%) se aprobaron.

En cuanto a distribución, se instruyeron 56 proyectos para la ampliación de la infraestructura, de los cuales 24 (42.9%) estaban en elaboración de caso de negocio; 19 (33.9%) en ejecución; 12 (21.4%) en la obtención de la clave única de registro para aprobar e iniciar su ejecución, y 1 (1.8%) se concluyó, lo que mostró un rezago en la conclusión de las obras de infraestructura eléctrica dirigidas a garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

- Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional: se alcanzó un resultado de 100.0%, al satisfacer los requerimientos de energía de los usuarios en los momentos más críticos del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y contó con recursos de generación.

- Porcentaje de operación en estado normal: en 2021, el SEN operó por responsabilidad del CENACE al 100.0% del tiempo en estado normal, cifra superior en 6.0 p.p. a la meta de 94.0%, por la supervisión, vigilancia y control para que las variables clave (tensión, frecuencia y ángulos) se mantuvieran dentro de los límites operativos permitidos en el SEN.

Considerando a todos los participantes de la industria eléctrica involucrados en la operación del SEN (CFE y privados), en 2021, el 94.4% del tiempo se encontró en estado operativo normal, 5.4% en estado operativo de alerta y el 0.2% en estado operativo de emergencia, por lo que se emitieron 2,170 notificaciones de estados operativos de alerta causados por la falta de infraestructura y fallas en la RNT.

- Índice de calidad de voltaje: fue de 0.00169 horas promedio, resultado favorable en 91.6%, a la meta de 0.02 horas promedio, lo que significó que el voltaje se mantuvo en un rango de 6 segundos promedio (0.00169 horas promedio por nodo) fuera de la banda respecto de los 72 segundos (0.02) planeados para el año, situación que propició mejores condiciones de seguridad y calidad en la operación del SEN.
- Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia: obtuvo un resultado de 100.0%, lo que significó que, durante 2021, se mantuvo la frecuencia dentro de los rangos establecidos para el SIN (59.85-60.15 Hz) y de acuerdo con la Unidad de Control de Gestión del CENACE, fue por la supervisión y evaluación de las unidades de las centrales eléctricas, reservadas para mantener la frecuencia.
- Porcentaje de cumplimiento de reserva operativa: presentó un resultado de 99.9%, resultado superior en 4.9 p.p. a la meta de 95.0%, lo que significó que el SEN operó de manera confiable, ya que contó con niveles de reserva durante el año en todas las regiones del SIN y de los sistemas aislados (Baja California, Mulegé y Baja California Sur).
- Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada al SEN: se obtuvo un resultado de 28.6%, respecto de la meta de 30.0% para 2021, establecida en la Ley de Transición Energética; el CENACE no contó con una meta, ya que es un indicador informativo y descriptivo, porque la capacidad de generación e inyección de fuentes limpias no depende de la entidad.

En 2021, el CENACE ejerció el control operativo del SEN en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, al registrar resultados positivos en 8 de los 9 indicadores. Cabe señalar que, el indicador “Porcentaje de cumplimiento del Margen de Reserva Operativa del Sistema Interconectado Nacional”, reemplazó al de “Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional”; los nombres de los indicadores “Índice de calidad de frecuencia” e “Índice de operación en estado normal” fueron modificados por “Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia” y “Porcentaje de operación en estado normal”, con el propósito de que fueran consistentes entre el nombre y el método de cálculo.

Mientras que 3 indicadores, 1 “Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional”, 2 “Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista”, y 3 “Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía”, fueron de nueva creación; en tanto que, el indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada del SEN”, no contó con una meta, ya que es un indicador informativo y descriptivo, porque la capacidad de generación e inyección de fuentes limpias no depende del CENACE.

En el periodo 2018-2021, de los 9 indicadores 5 contaron con datos del periodo, debido a que 1 se sustituyó y 3 fueron de nueva creación, como se muestra a continuación:

INDICADORES ESTABLECIDOS POR EL CENACE PARA LLEVAR A CABO EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN, 2018-2021

Indicador	Unidad de medida	Años				Variación 2018-2021
		2018	2019	2020	2021	
Porcentaje de operación en estado normal.	Porcentaje	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0 p.p.
Índice de calidad de voltaje.	Horas	0.00726	0.00507	0.00174	0.00169	(76.7%)
Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia.	Porcentaje	100.0	100.0	100.0	100.0	0.0 p.p.
Porcentaje de cumplimiento de reserva operativa.	Porcentaje	99.5	99.7	100.0	99.9	0.4 p.p.
Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada. ¹	Porcentaje	n.a.	22.9	25.7	28.6	5.7 p.p.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE por medio de los oficios núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI-016/2022, del 18 de marzo de 2022 y CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022, del 12 de octubre, y el Informe de la Auditoría núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, realizada con motivo de la Cuenta Pública 2019.

1 Es un indicador descriptivo, ya que la capacidad de generación e inyección de fuentes limpias no depende del CENACE.

n.a. No aplicable.

p.p. Puntos porcentuales.

En el periodo 2018-2021, los indicadores porcentaje de operación en estado normal y porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia no presentaron variaciones y se mantuvieron dentro de los límites establecidos; el índice de calidad de voltaje, se redujo 76.7%, por lo que se logró que el voltaje se mantuviera, la mayor parte del tiempo, dentro de rango establecido; el de porcentaje de cumplimiento de reserva operativa presentó un incremento de 0.4 p.p., al pasar de 99.5% a 99.9%, lo que permitió satisfacer los requerimientos de energía de los usuarios, incluso ante una contingencia, por lo que el CENACE realizó un control operativo confiable del SEN. En tanto que, el indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada” aumentó 5.7 p.p., al pasar del 22.9% en 2019 al 28.6% en 2021; sin embargo, no se cumplió la meta a 2021 de 30.0%.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/001/2023, del 12 de enero de 2023, el CENACE proporcionó una nota informativa en la que la Jefatura de Unidad de Control de Gestión, adscrita a la Dirección de Estrategia y Normalización, señaló que, de conformidad con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), no es atribución del CENACE valorar el cumplimiento real de los programas de ampliación y modernización de la Red

Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), toda vez que su competencia es la de formular las propuestas del programa de ampliación y modernización de la RNT y de los elementos de las RGD que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

Al respecto, indicó que monitorea el indicador “Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución”, con el que da cuenta de la pertinente identificación del CENACE de los proyectos que propone para los programas señalados, por lo que, el resultado del 100.0% señala que se identificaron adecuadamente los proyectos propuestos e instruidos.

Asimismo, precisó que, en relación con el artículo 108, fracción II, de la LIE, a fin de mantener la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional a nivel estratégico, monitorea el “Porcentaje de energía entregada en el SEN” y el “Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista”, y a nivel gestión el “Índice de Calidad de Voltaje”, el “Porcentaje de cumplimiento de calidad de frecuencia” y el “Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa”.

Respecto de lo anterior, se constató que con base en las atribuciones establecidas en el artículo 108, fracción XIV, de la LIE, no es atribución del CENACE valorar el cumplimiento real de los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD toda vez que únicamente formula y propone éstos a la SENER; además, el Centro indicó que, conforme a lo que le compete, los indicadores monitoreados son suficientes y están bajo su control en el caso de tomar acciones preventivas y correctivas hacia el cumplimiento de sus objetivos, el CENACE no considera necesario el diseño de un indicador adicional.

Además, la SENER cuenta con el “Informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la Red Eléctrica, incluyendo los imponderables que pudieran ocasionar un atraso”, que integra los proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM de los transportistas y distribuidores, que le sirve a la SENER para supervisar y tener conocimiento de las causas del retraso en la ejecución y conclusión de los proyectos, por lo que se solventa lo observado.

7. Supervisión del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista³⁹
a) Visitas de verificación realizadas por la Secretaría de Energía (SENER)

El 7 de enero de 2021, la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (DGGTEE) adscrita a la Subsecretaría de Electricidad de la SENER, aprobó el

³⁹ Por medio de los oficios núms. OAED/DGADDE/068/2022 y OAED/DGADDE/069/2022, del 2 de marzo de 2022, se solicitó a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y a la Secretaría de Energía (SENER) la información relacionada con este procedimiento. Con los oficios núms. UA-500/16097/2022, 411/0449/2022, UE-240/37205/2022, 411/0763/2022 y 411/1375/2022, del 29 y 31 de marzo; 6 y 9 de junio, y 3 de octubre de 2022, respectivamente, las entidades proporcionaron la información requerida.

“Programa de visitas de verificación de obras e instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica”, en el cual se programó realizar 7 visitas de verificación; al respecto la SENER informó que, debido a la contingencia sanitaria ocasionada por la pandemia del SARS-CoV-2, así como por la insuficiencia presupuestal, se cancelaron 3 y se reprogramaron 4 visitas para 2022.

Como hechos posteriores, la DGGTEE, adscrita a la Subsecretaría de Electricidad de la SENER, señaló que a septiembre de 2022, no se había realizado ninguna de las 4 visitas programadas; en tanto que, de las 3 que se cancelaron indicó, con el oficio 411/0763/2022 del 9 de junio de 2022, que “no se presentaron repercusiones en el Sistema Eléctrico Nacional con relación a las visitas canceladas en 2021, dado que sólo se trata de un alcance de supervisión de Proyectos de Infraestructura Productiva de Largo Plazo (PIDIREGAS), toda vez que el seguimiento de los avances físicos de los proyectos en comento se realizó mediante los informes mensuales presentados por la CFE para proyectos PIDIREGAS”.

Sin embargo, con base en la información proporcionada por CFE Corporativo mediante los oficios núms. DG/CCI/232/2022, DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022 del 29 de marzo, y del 9 y 23 de agosto de 2022, respectivamente, se identificó que la SENER instruyó a CFE Transmisión 19 proyectos de ampliación y 14 de modernización de la RNT; en tanto que, para CFE Distribución fueron 28 proyectos para la ampliación de las RGD. Además, entre 2019 y 2020, la SENER acumuló 77 proyectos instruidos para transmisión (59 de ampliación y 18 de modernización), de los cuales 55 (71.4%) se encuentran pendientes de aprobación; 20 (26.0%) por iniciar en 2022; 2 (2.6%) están aprobados, y en cuanto a distribución, 56 para la ampliación de la infraestructura, de los cuales 24 (42.9%) están en la elaboración de caso de negocio; 19 (33.9%) en ejecución; 12 (21.4%) en la obtención de la clave única de registro para aprobar e iniciar su ejecución, y 1 (1.8%) se terminó.

Mediante el oficio 411/1920/2022 del 16 de diciembre de 2022, la SENER señaló y documentó que, por medio del oficio núm. 300.948/2022 del 10 de noviembre de 2022, se le informó a la DGGTEE de la suspensión del programa de visitas de verificación a instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica que provienen del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) a CFE correspondientes a los años 2022 y 2023; lo anterior, derivado de los efectos ocasionados por la pandemia del SARS-CoV-2 y considerando la Política de Austeridad Republicana del Gobierno Federal.

Señaló que dichas visitas de verificación fueron sustituidas por la realización de reportes mensuales de los avances de obras y procesos licitatorios de proyectos PIDIREGAS de generación y transmisión de energía eléctrica de la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS). Asimismo, la SENER remitió los programas de trabajo autorizados de los documentos denominados “Procedimiento para la realización de visitas de verificación a instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica que provienen del Presupuesto de Egresos de la Federación” y “Procedimiento para la realización de reportes mensuales de los avances de obras y procesos licitatorios de proyectos PIDIREGAS de generación y transmisión de energía eléctrica de la CFE y sus EPS”.

La SENER señaló y documentó que, de acuerdo con el último informe remitido por CFE Transmisión, los proyectos instruidos que se llevarán a cabo mediante financiamiento PIDIREGAS que se encuentran en el PEF 2021 y 2022, aún no han iniciado su construcción, por lo que no es posible la supervisión de los avances físicos y financieros y únicamente se considera la elaboración de los reportes. Con la información anterior se solventa lo observado.

b) Visitas de verificación realizadas por la CRE

Mediante el acuerdo núm. A/005/2021, del 30 de marzo de 2021, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó el Programa Anual de Visitas de Verificación 2021, en el que se planeó llevar a cabo 29 visitas ordinarias y 39 extraordinarias, relacionadas con las actividades de electricidad. El detalle de las 68 visitas de verificación practicadas en 2021 se presenta en el cuadro siguiente:

VISITAS DE VERIFICACIÓN RELACIONADAS CON ACTIVIDADES DE ELECTRICIDAD, 2021
(Número de visitas y permisos)

Modalidad	Permisos vigentes (a)	Visitas		Total (d)=(b+c)	Estatus		Cobertura respecto de los permisos vigentes (g)=((d/a)*100)
		ordinarias (b)	extraordinarias (c)		Sin hallazgos (e)	Incumplimientos (f)	
Total	1,239	29	39	68	61	7	5.5
Generación	631	6	28	34	32	2	5.4
Autoabastecimiento	410	14	9	23	20	3	5.6
Cogeneración	95	3	1	4	3	1	4.2
Pequeño Productor	36	0	0	0	0	0	0.0
Productor Independiente	34	4	0	4	4	0	11.8
Usos propios continuos	29	0	0	0	0	0	0.0
Exportación	4	1	0	1	1	0	25.0
Unidad de inspección autorizada	n.a.	1	1	2	1	1	n.a.

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por la CRE mediante los oficios núm. UA-500/16097/2022 y UE-240/37205/2022 del 29 y 31 de marzo de 2022, respectivamente.

n.a. No aplicable.

En 2021, la CRE realizó 68 visitas de verificación a los permisionarios de las actividades de electricidad, las cuales representaron el 5.5%, respecto de los 1,239 permisos que se encontraron vigentes en ese año. Del total de las visitas, 61 (89.7%) no reportaron hallazgos, en tanto que 7 (10.3%) tuvieron incumplimientos a las condiciones quinta, sexta, séptima de los permisos, así como en la emisión de certificados y las obligaciones de pagos de supervisión, los cuales derivaron en la ejecución de procedimientos administrativos, que se encontraron en proceso de análisis por parte de la Unidad de Asuntos Jurídicos de la Comisión. Por modalidad, 34 visitas (50.0%) correspondieron a permisionarios de generación; 23 (33.8%) de autoabastecimiento; 4 (5.9%) de cogeneración; 4 (5.9%) a

productores independientes; 1 (1.5%) de exportación, y 2 (2.9%) a unidades de inspección autorizadas.

c) Otros mecanismos de supervisión y seguimiento

En 2021, la SENER, en coordinación con la CRE, contaron con mecanismos de supervisión y seguimiento, complementarios a las visitas de verificación, mediante las actividades siguientes:

- En 2021, la SENER presidió el Consejo de Coordinación del Sector Energético, y efectuó 2 de las 3 sesiones ordinarias que señala el artículo 20, tercer párrafo de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, las cuales se llevaron a cabo el 2 de agosto y el 29 de noviembre de 2021. Los temas abordados en las sesiones se relacionaron con la presentación de las Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética y no sobre temas que pudieran afectar el desarrollo de las políticas públicas en materia energética ni propuestas de mecanismos de coordinación entre los entes responsables, como lo establece el artículo 21, fracciones II y VI, del citado ordenamiento legal.
- El Comité de Evaluación del CENACE y del MEM, constituido por la SENER en coordinación con la CRE, realizó la Séptima Sesión Ordinaria, el 19 de octubre de 2021, en la cual se presentó y aprobó el “Informe que contiene los Resultados de la Evaluación y Recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE, del periodo de noviembre de 2020 a agosto de 2021”, en el que se incluyeron los resultados de los principales indicadores del control operativo del SEN y del MEM; la propuesta de ampliación y modernización de la RNT, las RGD y el acceso abierto; la evolución de los precios marginales locales y promedio por sistema interconectado y por zonas de carga representativas; los enlaces de transmisión con mayor frecuencia de congestión; los costos unitarios mensuales aplicables a las entidades responsables de carga en el MEM; el comparativo de ingresos en el MEM por tipo de generador, y los precios netos de potencia.
- Respecto del Monitor Independiente del Mercado administrado por la CRE, se constató que, el 1 de marzo de 2021, como parte de las atribuciones de supervisión y vigilancia de la operación del MEM, publicó el “Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2020”, en el cual se documentaron y analizaron los eventos relevantes asociados a la operación y resultados del MEM registrados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2020; y se identificaron el número y comportamiento de los participantes de mercado; el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) y los Precios Marginales Locales (PML); los resultados preliminares del Mercado para el Balance de Potencia (MBP); los megawatts en operación de las Subastas de Largo Plazo que se llevaron a cabo en 2015, 2016 y 2017, y el Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL).

2021-0-18100-07-0037-07-002 Recomendación

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con la Comisión Reguladora de Energía, establezca los mecanismos necesarios para que: las reuniones del Consejo de Coordinación del Sector Energético se lleven a cabo de acuerdo con la periodicidad establecida y en ellas se aborden temas sobre los aspectos de la política energética; del análisis de casos específicos que pudieran afectar el desarrollo de las políticas públicas en materia energética, así como la propuesta de mecanismos de coordinación entre los entes responsables, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 134, primer párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 20, párrafo tercero, y 21, fracciones II y VI, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas.

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

8. Acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD)⁴⁰

En 2021, las solicitudes ingresadas al Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC) fueron las siguientes:

SOLICITUDES DE CONEXIÓN E INTERCONEXIÓN REGISTRADAS EN EL SIASIC, 2021

Tipo	Solicitudes				Solicitudes pendientes (e)=(a-d)
	Aceptadas (a)	Con suscripción de contrato con el Transportista (b)	Con suscripción de contrato con el Distribuidor (c)	Total con suscripción de contrato (d)=(c+b)	
Conexión	1,055	108	614	722	333
Interconexión	47	6	0	6	41
Total	1,102	114	614	728	374

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022, del 12 de octubre de 2022.

⁴⁰ Por medio del oficio núm. DGADDE/319/2022, del 30 de septiembre de 2022, se solicitó al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) la información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022 del 12 de octubre de 2022, la entidad proporcionó la información solicitada.

En 2021, en el SIASIC del CENACE se aceptaron 1,102 solicitudes, de las cuales 1,055 (95.7%) fueron para conexión de centros de carga⁴¹ y 47 (4.3%) para interconexión de centrales eléctricas.⁴² De los 728 contratos formalizados, 114 fueron para transmisión (108 de conexión y 6 de interconexión) y 614 de distribución para conexión. Las 374 solicitudes restantes, 333 para conexión y 41 para interconexión se encontraron en proceso de atención, en subsanación de observaciones, en revisión de los requisitos y recibieron el resultado de los estudios por parte del CENACE.

Cabe señalar que, con el análisis de la información de 2021 proporcionada por la CFE mediante los oficios núms. DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022, del 9 y 23 de agosto de 2022, las EPS recibieron del CENACE un total de 896 instrucciones de solicitud de contrato, de las cuales CFE Transmisión formalizó 152 con particulares (139 fueron para conectar centros de carga y 13 para interconectar centrales eléctricas a la red); en tanto que, CFE Distribución, indicó y documentó que suscribió 724 contratos (698 de conexión y 26 de interconexión), sin que el CENACE precisara las diferencias en el número de solicitudes y contratos suscritos.

En el periodo 2018-2021, el CENACE remitió a CFE Transmisión y Distribución, instrucciones para la suscripción de contratos, como se muestra a continuación:

⁴¹ La conexión es el enlace de un centro de carga a la RNT o a las RGD. También se refiere a los procesos relativos al incremento de la demanda contratada o al cambio del punto de conexión para un centro de carga existente. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, conforme al artículo 12, fracción XV, de la Ley de la Industria Eléctrica, DOF, 4 de febrero de 2016.

⁴² La interconexión es el enlace de una central eléctrica a la RNT o las RGD, hace referencia a los procesos relativos al incremento de capacidad instalada o cambio del punto de interconexión para una central eléctrica existente, y al requerimiento de infraestructura para la entrega de excedentes de centrales eléctricas de abasto aislado que pretendan interconectarse a la RNT y a las RGD del Mercado Eléctrico Mayorista. Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga, DOF, 9 de febrero de 2018.

INSTRUCCIONES DE SOLICITUD DE CONTRATO REMITIDAS POR EL CENACE
AL TRANSPORTISTA Y AL DISTRIBUIDOR, 2018-2021
(Número de solicitudes)

Tipo	Información CENACE					Información CFE					Diferencia CENACE respecto de CFE Transmisión y Distribución			
	Instrucciones de CENACE a CFE Transmisión y Distribución					Instrucciones de CENACE a CFE Transmisión y Distribución								
	2018	2019	2020	2021	Total	2018	2019	2020	2021	Total	2018	2019	2020	2021
Transmisión														
Interconexión	76	38	7	6	127	71	35	9	14	129	5	3	(2)	(8)
Conexión	34	40	53	108	235	31	37	53	153	274	3	3	0	(45)
Subtotal	110	78	60	114	362	102	72	62	167	403	8	6	(2)	(53)
Distribución														
Interconexión	15	29	10	0	54	3	12	26	26	67	12	17	(16)	(26)
Conexión	1	4	71	614	690	13	4	33	703	753	(12)	0	38	(89)
Subtotal	16	33	81	614	744	16	16	59	729	820	0	17	22	(115)
TOTAL	126	111	141	728	1,106	118	88	121	896	1,223	8	23	21	(168)

FUENTE: Elaborado por el grupo auditor, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante correo electrónico del 4 de noviembre de 2022 y de la información remitida por CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022, del 9 y 23 de agosto de 2022.

En el periodo 2018-2021, el CENACE señaló que, para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), se registró un acumulado de 1,106 instrucciones de suscripción de contrato de conexión a centros de carga e interconexión de centrales eléctricas. Las solicitudes para transmisión y distribución de electricidad acumularon 362 y 744, respectivamente. Sin embargo, se observó que existieron diferencias entre la información proporcionada por el CENACE y la CFE mediante los oficios núm. DG/CCI/451/2022 y DG/CCI/492/2022, del 9 y 23 de agosto de 2022, en la que CFE Transmisión y CFE Distribución, documentaron que, en el mismo periodo, recibieron del Centro un total de 1,223 solicitudes de suscripción de contratos de conexión e interconexión, de las cuales 403 fueron para transmisión y 820 para distribución; al respecto, CFE Transmisión formalizó 377 contratos, 254 fueron de conexión y 123 para interconectar centrales eléctricas a la red. En tanto que, CFE Distribución formalizó 815 (748 para la conexión de centros de carga y 67 de interconexión de centrales eléctricas a la red).

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/066/2022, del 12 de diciembre de 2022, el CENACE proporcionó una copia del oficio núm. CENACE/DAMEM-SCOCMEM-JUCMEM/4304/2022, del 9 de diciembre de 2022, mediante el cual la Jefatura de Unidad de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista, solicitó a la Subdirección de Operación que, a fin de dar cumplimiento a la recomendación, respecto de la formalización de los contratos de interconexión y conexión, se realice lo siguiente: utilizar el formato de instrucción de

formalización de contrato homologado y revisado por la Dirección Jurídica; dar seguimiento a la suscripción de los contratos en el tiempo establecido para el Transportista o el Distribuidor en el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Centros de Carga, y registrar la atención de solicitudes de manera oportuna en el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión (SIASIC), una vez instruido el contrato y cuando se formalice.

Asimismo, CENACE remitió los oficios núm. CENACE/DAMEM-SCOCMEM-JUCMEM/4305/2022 y CENACE/DAMEM-SCOCMEM-JUCMEM/4307/2022, dirigidos a CFE Distribución y CFE Transmisión, del 9 de diciembre de 2022, por medio de los cuales les solicitaron remitir a las Gerencias de Control Regional, del Centro Nacional de Control de Energía, los contratos de interconexión y conexión formalizados y que no les hayan sido proporcionados, con lo que se solventa lo observado.

b) Cobro por el uso de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución

En 2021, el CENACE contó con dos convenios vigentes⁴³ para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD, por parte de los participantes del mercado. Con base en lo establecido en el artículo 100, de la Ley de la Industria Eléctrica, el CENACE podrá facturar, procesar o cobrar entre otros los servicios de transmisión y distribución; en tanto que, de acuerdo con lo establecido en la Base del Mercado Eléctrico 17.5.2, publicada por la Secretaría de Energía, en el DOF, el 8 de septiembre de 2015, es la CRE la encargada de determinar las tarifas reguladas para todos los servicios fuera del MEM, incluidas las de los servicios de transmisión y distribución.

En 2021, las tarifas establecidas para el servicio público de transmisión se dividieron en 4 tipos de tarifas, las cuales se aplicaron dependiendo de la transacción de energía (retirada o inyectada) y en función del nivel de tensión ≥ 220 Kilovatios (kV) o < 220 kV. En tanto que, la tarifa única establecida por la CRE, vigente en 2021⁴⁴, para el servicio público de distribución se divide por zona de distribución y en los aspectos siguientes: a) Doméstico Baja Tensión (DB1) hasta 150 Kilowatt-hora-mes (kWh-m); b) Doméstico Baja Tensión (DB2) mayor a 150

⁴³ Convenio para la operación técnica y comercial de la Transmisión que celebran por una parte el Centro Nacional de Control de Energía, en lo sucesivo el "CENACE", representado por el (...) en su carácter de apoderado, y por otra parte la Comisión Federal de Electricidad en lo sucesivo "El Transportista", representado por el (...) en su carácter de apoderado, suscrito el 28 de marzo de 2016, cuya vigencia es de esta fecha y permanecerá en vigor de manera indefinida hasta que se actualicen los supuestos de terminación previstos en el convenio.

Convenio para la operación técnica y comercial de la Distribución que celebran por una parte el Centro Nacional de Control de Energía, en lo sucesivo el "CENACE", representado por el (...) en su carácter de apoderado, y por otra parte la Comisión Federal de Electricidad en lo sucesivo "El Distribuidor", representado por el (...) en su carácter de apoderado, suscrito el 22 de junio de 2016, cuya vigencia es de esta fecha y permanecerá en vigor de manera indefinida hasta que se actualicen los supuestos de terminación previstos en el convenio.

⁴⁴ La Unidad de Operaciones Comerciales, adscrita a la Subdirección de Contratos y Operaciones Comerciales, señaló que "a partir del mes de diciembre del año 2017, CFE Distribución dejó de enviar al CENACE los insumos correspondientes para la aplicación de la tarifa del servicio de distribución para generadores", por lo tanto "a partir del año 2018 (...) sólo existe el tipo retiro". Nota explicativa proporcionada mediante correo electrónico del 8 de diciembre de 2020.

kWh-m; c) Pequeña Demanda Baja Tensión (PDBT) hasta 25 Kilowatt-mes (kWm); d) Gran Demanda Baja Tensión (GDBT) mayor a 25 kWm, y e) Gran Demanda Media Tensión (GDMT).

La tarifa de servicios de transmisión se aplica sobre la cantidad medida a los participantes del mercado que realizan inyecciones y retiros de energía medidos en el MEM y la tarifa de distribución se aplica sobre la demanda o energía medida, y las cantidades en que se aplican son las enviadas al CENACE por el propio Distribuidor.

En 2021, el CENACE cobró a los participantes del mercado eléctrico 70,375,107.4 miles de pesos (mdp) por el uso de la RNT y 119,697,497.7 mdp por el uso de las RGD, lo que representó un ingreso de 190,072,605.1 mdp para la CFE.

Respecto del uso de la RNT, se identificó que, en ese año, el 29.8% (20,978,888.9 mdp) del cobro fue por la inyección de 324,023,138.2 MWh, de los cuales 276,041,229.4 MWh fueron en una tensión de ≥ 220 KV y se les cobró una tarifa de 57.8 pesos/MWh, en tanto que, 47,981,908.8 MWh se inyectaron a una tensión de <220 KV con una tarifa aplicada de 104.7 pesos/MWh; el 70.2% (49,396,218.5 mdp) fue por el retiro de 300,772,841.8 MWh de energía para los cuales se aplicó una tarifa de 76.3 pesos/MWh por el retiro de 29,240,492.9 MWh y de 173.7 pesos/MWh por 271,532,348.9 MWh. En materia de distribución el cobro se realizó por el retiro de 89,210,307.3 MWh de energía, lo que equivalió a 119,697,497.7 mdp; cabe señalar que no se realizó un cobro por la inyección de energía en la RGD toda vez que, a partir de 2018 no es sujeta a cobros, con base en lo establecido por la CRE.⁴⁵

En el periodo 2018-2021, el CENACE aumentó en 13.1% los ingresos obtenidos para CFE por el cobro del uso de la RNT y las RGD a los participantes del mercado, al pasar de 168,093,528.6 mdp a 190,072,605.1 mdp, debido al incremento en el número de participantes del MEM, así como por los contratos suscritos para la conexión e interconexión para el uso de las redes.

9. Avance en el cumplimiento de la agenda 2030⁴⁶

- a) Coordinación de la Secretaría de Energía (SENER), la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el cumplimiento de la Agenda 2030

⁴⁵ El Manual de Liquidaciones prevé la posibilidad de que la tarifa de distribución se aplique tanto a inyecciones como a retiros; sin embargo, mediante el Acuerdo Núm. A/054/2017 la CRE derogó los Acuerdos Quinto y Sexto del Acuerdo A/074/2015, lo cual implicó que la inyección de energía no será sujeta a la aplicación de cobros por concepto de servicio de distribución.

⁴⁶ Por medio de los oficios núm. OAED/DGADDE/068/ 2022, OAED/DGADDE/069/2022, del 2 de marzo de 2022 y DGADDE/319/2022, DGADDE/320/2022, y DGADDE/321/2022, del 30 de septiembre de 2022, se solicitó a la Secretaría de Energía (SENER), a la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) información relacionada con este procedimiento de auditoría. Con los oficios núms. UA-500/16097/2022, 411/0449/2022, CENACE/DEN-SEN-JUCI/056/2022, 411/1459/2022, y UA-500/87098/2022, del 29 y 31 de marzo, 12, 14 y 21 de octubre de 2022, respectivamente, las entidades proporcionaron la información requerida.

- En 2021, la SENER indicó que, con base en sus atribuciones, realizó los trabajos de coordinación y planeación con la CRE y el CENACE para el desarrollo del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2021-2035, el cual, es un “instrumento de planeación que de manera indicativa contempla metas de incorporación de energías limpias a la matriz energética nacional y garantiza el acceso al servicio de energía eléctrica, indicadores que contribuyen a alcanzar el ODS 7”. Asimismo, la Secretaría precisó que, para contribuir al logro de la meta 7.1 “De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos”, en los programas contenidos en el PRODESEN se incluyó lo siguiente:
 - En el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución no correspondientes al MEM 2021, se estableció la estrategia “Regularización de Colonias Populares”, con la cual se “pretende incorporar a los consumidores que no cuentan con contrato de suministro eléctrico y que tienen regularizado el uso de suelo, por lo que se considera la ampliación de la red de distribución en las colonias que carecen de infraestructura eléctrica y hacen uso de la energía de forma irregular”, la cual es implementada por CFE Distribución y en el Informe Anual 2021 de la CFE, se reportó que, a 2021, por medio de ésta estrategia se construyeron 156 obras con una inversión de 199.0 millones de pesos (MDP), beneficiando a 76,013 habitantes.

Asimismo, CFE señaló que, con recursos del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), se construyeron 2,404 obras de extensión de red por 1,833.0 MDP, beneficiando a 214,273 habitantes y 415 obras de Sistemas Aislados por 249.0 MDP, en beneficio de 17,572 habitantes, y se formalizaron 168 convenios con los Gobiernos Estatales y Municipales para la construcción de 491 obras de electrificación en beneficio de 41,531 habitantes. Estas actividades contribuyeron, en 2021, al cumplimiento del indicador “Porcentaje de la Población que cuenta con acceso al Servicio de Energía Eléctrica”, al alcanzar el 99.21% de cobertura en el servicio de energía eléctrica en el país, cifra superior en 0.07 puntos porcentuales (p.p.) a la meta de 99.14% y en 0.13 p.p. respecto de la cobertura de 2020 que fue de 99.08%.

- En cuanto a la contribución para cumplir con la meta 7.2 “De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”, la SENER dio seguimiento al indicador “Porcentaje de participación de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica”, en el cual, a 2021, se registró que el 28.6% de la energía eléctrica del país fue generada mediante fuentes limpias, resultado inferior en 1.4 p.p. a la meta nacional de 30.0%; al respecto, la Secretaría señaló que se debió a la suspensión de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad del SEN, ya que incluía un mecanismo de incorporación segura de centrales eléctricas, lo que “hubiera permitido una incorporación superior y acelerada de tecnologías de generación renovable con su propio respaldo, necesarias para garantizar la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional”.

Señaló que el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) contiene una proyección de la incorporación de energías limpias a 2024 y 2035, sin que detallaran la evolución de la capacidad de centrales/unidades programadas a entrar en operación por tecnología en los próximos 15 años, como se mostraba en el PIIRCE del PRODESEN 2018-2032. Además, indicó que aprobó y publicó la “Estrategia de Transición para promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más limpios”, el 7 de febrero de 2020, en el DOF, instrumento que establece como metas de generación de energías limpias el 35.1% para 2024, el 39.9%, en 2033, y el 50.0%, en 2050, de la generación eléctrica total, sin que reportaran avances.

Asimismo, indicó que encabezó reuniones con la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Comisión Nacional para el Uso Eficiente de la Energía (CONUEE) y el Instituto Nacional de Energías Limpias (INEEL) para elaborar acciones puntuales del sector energético, a fin de contribuir a los objetivos del Programa Especial de Cambio Climático (PECC) 2021-2024, los cuales están alineados a los ODS; al respecto, se observó que, entre los indicadores establecidos, alineados a la meta de incrementar la participación de fuentes de energía limpia en la matriz energética, se encontraron el de “Instalación de techos fotovoltaicos”, “Rehabilitación de centrales hidroeléctricas de Angostura y Malpaso: Generación Eléctrica neta” y “Generación Eléctrica Neta”; sin embargo, son acciones en proceso que reportarán avances en 2023 y 2024.

- La Unidad de Electricidad de la CRE señaló que, en 2021, no tuvo acercamiento con la SENER u otra dependencia de la Administración Pública Federal (APF) para la implementación de la Agenda 2030; sin embargo, con base en las atribuciones que le otorgan la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y la LIE realizó acciones alineadas al ODS 7, como la emisión de regulación para fomentar la generación de energías limpias, entre las que destacan:
 - La publicación el 31 de diciembre de 2021, de la resolución RES/550/2021 en el DOF, que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN: Código Red, el cual tiene como objetivo permitir e incentivar que el SEN, como área estratégica, exclusiva del Estado en su control, se desarrolle, mantenga, opere, amplíe y modernice de manera coordinada con base en los requerimientos técnico-operativos y de una manera eficiente, viable, factible y económica en beneficio del interés general; este documento abrogó el publicado en 2016 y prevé la integración de energías limpias a las redes Nacional de Transmisión (RNT) y Generales de Distribución (RGD).
 - Para contribuir al cumplimiento de la meta 7.2 de los ODS, en 2021, la CRE otorgó 26,793,444 Certificados de Energías Limpias (CEL) que acreditan la producción de energías limpias, cifra superior en 20.3% respecto de los 22,281,146, en 2020. Asimismo, señaló que la SENER, con la participación del Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT), creó los Centros Mexicanos de Innovación en Energías

Limpias (CEMIEs) para promover la investigación y el desarrollo de las tecnologías limpias. Además, firmó el “Acuerdo Marco de Servicio, para complementar los requerimientos del Fondo Sectorial CONACyT-Secretaría de Energía-Sustentabilidad Energética, para el desarrollo y seguimiento de proyectos estratégicos del Centro Mexicano de Innovación en Redes y Microrredes Eléctricas Inteligentes” (CEMIE-Redes), en el que se establece que la CRE recibirá los resultados de los 5 proyectos de investigación que se llevarán a cabo, los cuales comenzaron las actividades de desarrollo en 2021.

- Señaló que promovió la generación de electricidad mediante fuentes renovables, mediante incentivos, como la exención del pago de otorgamiento de permisos de dicho tipo de energía, por lo que, en 2021, recibió 67 solicitudes para el otorgamiento de permisos de generación, de los cuales 30 fueron para fuentes convencionales y 37 para fuentes limpias; de los que 2 resultaron favorables; 2 desistidas; 5 se encontraron en Órgano de Gobierno; 26 en análisis, y 2 fueron rechazadas ya que, si bien cumplieron con los requisitos establecidos en la normativa aplicable, el CENACE opinó que la operación de esta central eléctrica de generación intermitente pudiera comprometer la confiabilidad, calidad, continuidad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.
- Cabe señalar que, de 2018 a 2021 (con estatus a septiembre de 2022), el número de permisos otorgados disminuyó 82.6%, al pasar de 92 a 16, y la capacidad incorporada se redujo en 95.9%, al pasar de 13,205.6 MW a 538.4 MW.
- El CENACE indicó que no ha participado ni ha sido invitado a participar en los trabajos que realiza el Consejo Nacional de la Agenda 2030. Sin embargo, en 2021, contó un indicador informativo y descriptivo denominado “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, el cual registró un resultado de 28.6% (92,403.8 GWh), inferior en 1.4 p.p. a la meta nacional de 30.0%. El 37.6% provino de hidroeléctricas; el 22.8% eólica; el 18.5% fotovoltaica; 12.5% nucleoelectrica; 4.6% geotermoeléctrica; 3.4% cogeneración eficiente y 0.6% bioenergía.

Además, señaló que, con base en sus atribuciones, la comunicación con la SENER ha sido sobre la planeación del SEN en la elaboración del PRODESEN y los programas de ampliación y modernización de la RNT y las RGD; de 2018 a 2021, ha propuesto 17 proyectos de ampliación y modernización de la RNT que incentivan la integración de generación de energías limpias y convencionales, de los cuales 8 fueron aprobados y se iniciarán en 2022, 8 están pendientes de aprobación por parte de CFE y 1 está en estudio y no ha sido instruido por la Secretaría al transportista.

Cabe señalar que, con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2019, la ASF realizó la auditoría núm. 1383-DE “Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista”, en la que se identificó que, en 2017, se llevaron a cabo Subastas de Mediano y Largo Plazo, a fin de contribuir a atender la demanda de los productos requeridos por los comercializadores para la operación del MEM y del SEN; al respecto, en el Reporte de Avance de Energías

Limpias 2018, la SENER señaló que las Subastas de Largo Plazo “han demostrado ser un mecanismo exitoso para fomentar el desarrollo de proyectos de energías limpias”; para 2018 y 2019, fueron canceladas, y el CENACE informó mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, que “la cancelación de las Subastas de Largo Plazo a partir de 2018 puede tener las siguientes implicaciones:

”a) Que el Suministro Básico no pueda cumplir con sus obligaciones de cobertura eléctrica en Potencia, Energía y CEL, ya que de conformidad al Artículo 53 de la LIE, Los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el CENACE. Los términos para llevar a cabo dichas subastas y asignar los Contratos de Cobertura Eléctrica respectivos se dispondrán en las Reglas del Mercado.

”b) Que las Entidades Responsables de Carga no puedan satisfacer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias que se establece en el Artículo 124, 126, inciso I) de la LIE.

”c) Que no se alcance la meta del 35% de participación de energías limpias en generación de energía eléctrica para el 2024, establecido en la Ley de Transición Energética, Artículo Tercero Transitorio”.

Para la presente auditoría, el CENACE señaló que la SENER es la facultada para indicar y documentar las implicaciones que presentó en 2021 y sobre la cancelación de las subastas de largo plazo en el logro de las metas de generación de energía por fuentes limpias.

Por lo expuesto anteriormente, se identificó que, en 2021, la SENER no acreditó su coordinación con la CRE y el CENACE para que, en el ámbito de sus atribuciones promuevan la generación de electricidad por medio de fuentes limpias y establezcan indicadores específicos para el cumplimiento del ODS 7 “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todas y todos”, a fin de cumplir las metas establecidas en la materia.

b) Participación de la energía eléctrica de fuentes limpias vendida en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

De 2018 a 2021, se observó que la venta de energía generada por fuentes limpias en el MEM incrementó 6.6 puntos porcentuales (p.p.), al pasar del 20.8% al 27.4%. Por tipo de tecnología, la proveniente de hidroeléctricas aumentó su venta en 0.4 p.p. al pasar del 10.3% al 10.7%, y la fotovoltaica en 4.6 p.p. al pasar del 0.7% al 5.3%; mientras que la nucleoelectrica disminuyó 0.6 p.p. al pasar del 4.2% al 3.6%, en el mismo periodo.

En tanto que, la energía proveniente de fuentes convencionales disminuyó 6.0 p.p. al pasar de 78.4% al 72.4%. Cabe señalar que, en el periodo de análisis, la generada por ciclo

combinado fue más del 50.0% de la venta en el MEM; en 2020, se vendió más energía generada por este tipo de tecnología con el 58.7%.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. 411/0052/2023, del 13 de enero de 2023, la Secretaría de Energía (SENER) proporcionó una nota informativa en la que señaló que, con base en sus atribuciones, realiza la planeación anual del sector eléctrico, por medio del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), indicó que para realizarla toma en cuenta el avance de diversos indicadores, entre los que destaca el indicador del porcentaje de energía eléctrica generada con energías limpias, el cual es el indicador del Objetivo de Desarrollo Sostenible 7 de la Agenda 2030, para lograr el cumplimiento de la meta progresiva de participación mínima de energías limpias en la generación establecida en la Ley de Transición Energética (LTE) y la Ley General de Cambio Climático (LGCC), así como para garantizar la calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Asimismo, señaló que, con la planeación y actualización del PRODESEN, se incluye una visión general de la política energética, en la que participan, conforme a sus atribuciones, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y que tiene como uno de sus criterios cumplir con las metas de generación por fuentes limpias. En este marco precisó que, en 2021, mantuvo contacto con la CRE y el CENACE para la elaboración del PRODESEN; además, realizó reuniones virtuales (mesas de electricidad), con el objetivo de homogeneizar criterios para recabar y presentar la información del sector eléctrico, como el conteo de generación de energías limpias, el cual se encuentra en el Reporte de Avance de Energías Limpias (RAEL), anexo al PRODESEN.

Respecto de los indicadores “Porcentaje de participación de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica” y “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, a los que dieron seguimiento la SENER y el CENACE, respectivamente, señaló que, el hecho de que existan diversos indicadores para dar seguimiento al avance de energías limpias no es una falta de coordinación, sino es para dar cumplimiento a sus atribuciones. Al respecto, CENACE mide la energía que es inyectada al SEN, mientras que la SENER y la CRE dan seguimiento a la generación de energía eléctrica de todos los permisos expedidos, se inyecte o no al SEN (como en el caso de la generación de abasto aislado o la distribuida fotovoltaica), por lo que, el porcentaje de participación de energías limpias en la matriz de generación eléctrica del 2021 y reportada en 2022 en el RAEL incluye la energía inyectada al SEN, a la que da seguimiento el CENACE y la CRE, la generación limpia de abasto aislado, que recaba la CRE, y la generación distribuida fotovoltaica, que reporta CFE Distribución, la cual revisa y reporta la CRE; al respecto, indicó que, la integración de lo anterior, se deriva de las mesas de electricidad, así como de la directriz de acompañamiento de la SENER.

Además, señaló que, en el marco del Comité Técnico Especializado del Sector Energético, se realizaron dos reuniones de trabajo en las que, en la orden del día, se estableció el seguimiento de los indicadores del Objetivo 7 de la Agenda 2030, derivado de lo anterior, se identificó que, la SENER mantuvo coordinación con la CRE y el CENACE, a fin de dar

seguimiento a la generación de electricidad por medio de fuentes limpias; sin embargo, las acciones señaladas no se refieren al cumplimiento de la meta nacional de generar a 2024, el 35.0% de energía eléctrica con energías limpias, por lo que la recomendación persiste.

2021-0-18100-07-0037-07-003 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía, en conjunto con la Comisión Reguladora de Energía y el Centro Nacional de Control de Energía, implemente acciones coordinadas para cumplir con la meta nacional de generar a 2024, el 35.0% de energía eléctrica con energías limpias, con la finalidad de contribuir a la atención del Objetivo de Desarrollo Sostenible núm. 7, de "garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todas y todos", y de la meta 7.2, de "aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas", en términos de los artículos 133 y 134, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracción I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 14, fracción V, 66, primer párrafo, Transitorio Tercero, de la Ley de Transición Energética y 13, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas.

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

Consecuencias Sociales

En 2021, en general la SENER, el CENACE y la CRE cumplieron con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, ya que planearon, operaron y supervisaron el Sistema Eléctrico Nacional en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, con el cual se alcanzó una cobertura de 99.21% de la población con acceso al servicio de energía eléctrica; sin embargo, no se logró implementar el Mercado Eléctrico Mayorista en todos sus componentes, lo que inhibió cumplir con los objetivos de energías limpias, promover la competencia en el sector, propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, principalmente porque:

- De 2018 a septiembre de 2022, el número de permisos otorgados disminuyó 82.6%, al pasar de 92 a 16 permisos, esto tuvo un efecto sobre la incorporación de capacidad al SEN, al pasar de 13,205.6 MW en 2018 a 538.4 MW en septiembre de 2022.
- En 2021, los mercados de Certificados de Energías Limpias y de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como las subastas de mediano y largo plazo, no operaron, ya que el 27 de marzo y el 26 de noviembre de 2019, la SENER instruyó al CENACE suspender temporalmente las actividades relacionadas con estos tipos de mercado hasta nuevas instrucciones.

- En el Mercado para el Balance de Potencia (MBP), en las Zonas de Potencia de Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS), de 2018 al 2021, no se adquirió Potencia eficiente, lo cual representa un riesgo para la operación del SEN.
- En 2021, la SENER programó, pero no realizó 7 visitas de verificación, lo que limitó garantizar que las obras y proyectos fueran concluidos y se traduzcan en beneficios para la operación del Sistema Eléctrico Nacional.
- La SENER dio seguimiento al indicador “Porcentaje de participación de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica” y el CENACE al indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, los cuales registraron un resultado de 28.6%, inferior en 1.4 p.p. respecto de la meta nacional de generar el 30.0% de energía eléctrica por medio de fuentes limpias, en 2021, lo que tendría un efecto sobre el cumplimiento de la meta del 35.0% de participación en la generación de energías limpias para 2024.

Buen Gobierno

Impacto de lo observado por la ASF para buen gobierno: Liderazgo y dirección, Controles internos y Vigilancia y rendición de cuentas.

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

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

3 Recomendaciones al Desempeño.

Consideraciones para el seguimiento

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

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

Dictamen

El presente dictamen se emite el 20 de enero de 2023, fecha de conclusión de los trabajos de auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por las entidades fiscalizadas de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada con el propósito de fiscalizar la planeación, regulación, operación y supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), a fin de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

A partir de 2013, la planeación y el control del SEN, así como la transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación; se permitió que el Estado formalizara contratos con particulares para realizar el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar dichos servicios y, en materia de generación y suministro, para una libre competencia en el MEM, el cual está a cargo del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), que además, ejerce el control operativo del SEN y garantiza la imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD); con la regulación del sector eléctrico por medio de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que tiene la atribución de 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 la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro eléctrico.

La Secretaría de Energía (SENER) debe conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo y suficiente de energéticos; asimismo, en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) se establece que las bases del mercado eléctrico las emite la SENER, en las que se definen las reglas y procedimientos que deberán cumplir los participantes del mercado y las autoridades para mantener una adecuada administración, operación y planeación del MEM, a fin de mejorar la competitividad de la oferta eléctrica y otros productos asociados, para contribuir en el aprovechamiento del potencial de energías renovables.

Con el propósito de fiscalizar el cumplimiento del objetivo de la planeación, regulación, operación y supervisión del MEM, a fin de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, en 2021, el grupo auditor evaluó la planeación del SEN y del MEM; la emisión de disposiciones administrativas; los permisos para la generación y suministro de electricidad; la operación del MEM; las transacciones de compra-venta en el MEM, realizadas por el CENACE; el control operativo del SEN; la supervisión del MEM y del SEN; el acceso abierto a las RNT y RGD, y el avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante el uso de energías renovables en la generación de electricidad. Los resultados se presentan a continuación:

En 2021, la SENER, el CENACE y la CRE se coordinaron para planear el SEN y el MEM, mediante la publicación del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

(PRODESEN) 2021-2035, a fin de dar confiabilidad al SEN y eficientar la operación del MEM. Asimismo, en el diagnóstico operativo, el CENACE determinó que algunos corredores de transmisión en las zonas de Mexicali, Guadalajara, Istmo de Tehuantepec, Valle de México y Monterrey operaron al límite máximo.

Por su parte, en el documento “Evaluación y Diagnóstico del Mercado Eléctrico Mayorista y Plan de Acciones estratégicas para su implementación y evolución”, el CENACE indicó que para cumplir con la política energética del Gobierno Federal es necesario continuar con el desarrollo de los procesos del MEM, mediante dos líneas de desarrollo: Modificación y Desarrollo de las Reglas del Mercado y Modernización de la Plataforma Tecnológica utilizada para la Operación del MEM.

En el PRODESEN 2021-2035, la SENER estimó que, a 2035, la evolución del consumo bruto y la demanda máxima integrada del SEN aumentará 2.8%, en promedio anual, en la proyección de la evolución de la capacidad de generación, por tipo de tecnología, se observó un aumento en la estimación de la tecnología de ciclo combinado y fotovoltaica, y se prevé una incorporación a instalar de 21,191.0 MW a 2035, con lo que se busca obtener el 50.0% de la energía eléctrica generada por fuentes limpias, a 2050.

En el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE), incluido en el PRODESEN, se omitió un análisis sobre las adiciones de capacidad de centrales proyectadas a entrar en operación, así como de un programa indicativo para el retiro de centrales o unidades que rebasaron su vida útil, para sustituirlas por renovables o de ciclo combinado, como se señaló en el PRODESEN 2018-2032; además, el CENACE no recibió notificaciones para el retiro de centrales eléctricas por parte de la SENER, y las EPS de generación de la CFE indicaron que dieron cumplimiento a la política vigente del Gobierno Federal de no retirar centrales para fortalecer la confiabilidad en el SEN.

En materia de transmisión, en el periodo 2018-2021, de los 222 proyectos instruidos acumulados por la SENER (139 para la RNT y 83 para las RGD), se concluyeron y entraron en operación 16 (7.2%), de los que 6 son de la RNT y 10 de las RGD; los 206 proyectos restantes (133 para la RNT y 73 para las RGD) se encuentran en diversas etapas. La SENER contó con el “Informe pormenorizado de los avances en las obras de ampliación o modernización de la Red Eléctrica, incluyendo los imponderables que pudieran ocasionar un atraso”, que integra los proyectos de ampliación y modernización de la RNT y las RGD del MEM de los transportistas y distribuidores, que le sirve a la SENER para supervisar y tener conocimiento de las causas del retraso en la ejecución y conclusión de los proyectos. Asimismo, señaló que la CFE tiene considerado rehabilitar y modernizar 16 centrales eléctricas, así como la construcción de 18. Los 34 proyectos se realizarán con una inversión de 9,181.6 millones de dólares (MMD) y adicionarán un total de 9,075.0 Megawatts (MW) al SEN a 2024.

En cuanto a la regulación, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó su Programa Regulatorio Anual 2021, con carácter multianual, que comprendió el periodo de julio de 2021 a septiembre de 2022, en el cual se planeó emitir un total de 16 instrumentos regulatorios en materia de electricidad que fueron reprogramados desde 2020, por la suspensión de los

plazos y términos legales como medida de prevención y combate a la propagación del coronavirus SARS-CoV-2. Al respecto, se aprobaron y publicaron en el DOF 2 (12.5%) instrumentos regulatorios; 9 (56.3%) presentaron avances; 2 (12.5%) fueron aprobados el 29 de septiembre de 2022 y posterior publicación, y 3 (18.7%) fueron dados de baja.

Por lo que corresponde a los permisos, de las 554 solicitudes recibidas por la CRE, a 2021, en materia de electricidad, 158 (28.5%), correspondieron a solicitudes para el otorgamiento de un permiso (150 de generación; 6 de suministro y 2 autorizaciones para importar o exportar energía). De las 150 (94.9%) solicitudes para el otorgamiento de un permiso de generación, 16 (10.7%) se resolvieron favorablemente, de los cuales 6 (37.5%) fueron para generadores de energías limpias, mientras que los 10 (62.5%) restantes fueron para generación de electricidad mediante combustibles fósiles, que, en conjunto, permitirán generar un estimado de 1,631.4 Gigawatts al año (Gwh/año) y, con ello, adicionar un total de 538.4 MW a la capacidad acumulada para la generación de energía eléctrica.

Asimismo, 44 solicitudes (29.3%) fueron negadas, de las cuales 34 no se otorgaron, con base en la opinión del CENACE, que consideró “la incorporación de centrales eléctricas fotovoltaicas y eólicas al SEN ha ido en aumento, junto con las afectaciones asociadas a las características de este tipo de tecnologías, lo que pudiera ocasionar afectaciones de confiabilidad al SEN”, sin que en las opiniones se precisara si debería o no otorgar el permiso, ya que, de acuerdo con el CENACE, no tiene facultades para ello; en cuanto a las 10 restantes, fueron negadas por no alinearse a los requisitos, o ser contrarios a la normativa; 11 (7.3%), estaban pendientes de aprobación por parte del Órgano de Gobierno, 60 (40.0%) estaban en análisis, 10 (6.7%) desistieron y 9 (6.0%) fueron desechadas. Para los de suministro, de las 6 (3.8%) solicitudes, 4 (66.6%) estaban en análisis, 1 fue negado (16.7%) y 1 resuelto favorablemente (16.7%); en tanto que las 2 (1.3%) para la autorización de importación o exportación se encontraron en análisis.

De las 332 (59.9%) solicitudes para la modificación de los permisos de generación, 62 (18.7%) se resolvieron favorablemente; 65 (19.6%) fueron negadas; 18 (5.4%) estaban en el Órgano de Gobierno; 165 (49.7%) se encontraron en análisis; 2 (0.6%) se desistieron; 5 (1.5%) fueron desechadas, y 15 (4.5%) estuvieron en deliberación para su admisión. Además, una solicitud de transferencia (0.2%), se resolvió negativamente; en tanto que, de las 63 (11.4%) solicitudes para la terminación de un permiso, 62 (98.4%) fueron de generación y 1 (1.6%) para suministro, de las cuales 42 (66.7%) se encontraron en análisis y 21 (33.3%) fueron resueltas favorablemente.

De 2018 a septiembre de 2022, el número de permisos otorgados disminuyó 82.6%, al pasar de 92 a 16 permisos, esto tuvo un efecto sobre la incorporación de capacidad al SEN, al pasar de 13,205.6 MW adicionales en 2018 a 538.4 MW en septiembre de 2022. En cuanto al suministro de energía eléctrica, al cierre de 2021, se contó con 68 permisos vigentes, con los que se incorporaron al MEM 348,777,860.3 Megawatts por hora (MWh), de los que el 80.4% (280,310,947.7 MWh) correspondió a actividades de suministro básico; 1.9% (6,620,746.2 MWh) a suministro calificado y 17.7% (61,846,166.4 MWh) a suministro de último recurso.

En 2021, el CENACE operó dos mercados, el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) en el que se determinaron los precios marginales locales (PML) por sistema interconectado y el Mercado para el Balance de Potencia (MBP), en el cual, en la Zona de Potencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN) se adquirieron 6,131.7 MW-año de Potencia eficiente, para atender la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad, a fin de disminuir la incidencia de apagones.

Respecto de los mercados de Certificados de Energías Limpias y de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como las subastas de mediano y largo plazo, el CENACE señaló que, por medio de los oficios núm. SENER.100/2019/231, SENER.100/2019/890 y SENER.100/2019/891, del 27 de marzo y 26 de noviembre de 2019, la SENER solicitó al CENACE suspender temporalmente las actividades relacionadas con estos tipos de mercado hasta nuevas instrucciones. Asimismo, a la fecha de conclusión de esta auditoría, la SENER continuó sin definir, ni establecer las directrices necesarias para la operación de dichos mercados, así como de los que suspendió (subastas de mediano y largo plazo), ni implementó el subcomponente del Mercado de Energía de Corto Plazo “Mercado de Una Hora en Adelanto” que, de acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico, debió de entrar en operación en la segunda etapa del mercado que se llevaría a cabo entre 2017 y 2018.

De 2016 a 2018, el promedio del PML del Mercado de Día en Adelanto (MDA), en el SIN, se incrementó 62.7% y de 2018 a 2021 decreció 53.8%, al pasar de 1,838.8 a 850.2 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el Mercado de Tiempo Real (MTR) aumentó 12.3% y de 2018 a 2021 disminuyó 55.6%, al pasar de 1,928.0 pesos/MWh a 855.8 pesos/MWh.

En el Sistema Interconectado de Baja California (BCA), de 2016 a 2018, el promedio del PML del MDA se incrementó 42.0%; y de 2018 a 2021 decreció 7.0%, al pasar de 1,047.3 a 974.4 pesos/MWh. De 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 16.8%; y de 2018 a 2021 éste disminuyó 7.2%, al pasar de 833.6 a 773.6 pesos/MWh. Por lo que respecta al Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS), de 2016 a 2019, el promedio del PML del MDA se incrementó 17.9%; y de 2019 a 2021 aumentó 6.5%, al pasar de 3,515.4 a 3,743.7 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2019, el promedio del PML en el MTR aumentó 6.4%; y de 2019 a 2021 disminuyó 5.1%, al pasar de 3,842.3 a 3,648.1 pesos/MWh.

En el periodo 2016-2021, a 6 años de la entrada en operación del MEM, el número de participantes del mercado aumentó en 178, al pasar de 16 a 194, mientras que los participantes que realizaron actividades en el MEM se incrementaron en 151, al pasar de 6 a 157, a fin de realizar transacciones de compra-venta de los productos establecidos mediante contratos formalizados. De 2016 a 2018 se presentó el mayor crecimiento (125 permisos), ya que pasó de 16 contratos a 141, y de 2019 a 2021 el crecimiento fue de 26, al pasar de 168 a 194 permisos.

En 2021, en el MECP se ofertaron 357,277,074.2 MWh de energía eléctrica y servicios conexos, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 274,079,782.3 mdp. Las EPS de generación de la CFE, incluidos los Productores Externos de Energía,

ofrecieron un total de 252,564,107.3 MWh (70.7%) de energía eléctrica y servicios conexos, en tanto que los demás participantes (generadores privados, CFE Intermediación de Contratos Legados, Suministrador de Servicios Calificados y Comercializadores no Suministradores) participaron con 104,712,966.9 MWh (29.3%), garantizando la demanda nacional que ascendió a 348,777,860.3 MWh, de una oferta total de 357,277,074.2 MWh.

En 2021, CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE SSB) abasteció el 80.4% (280,310,947.7 MWh); el suministrador de servicios calificados suministró 1.9% de la energía (6,620,746.2 MWh), en tanto que otros suministradores participaron con 17.7% de la energía (61,846,166.4 MWh). En el periodo 2016-2021, las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI, registraron una disminución de 17.9 puntos porcentuales (p.p.), en su participación de la energía y servicios conexos generados en el MECP, efecto contrario a lo sucedido con otros generadores públicos y privados que incrementaron su participación en la misma proporción. Respecto de los suministradores, CFE SSB disminuyó su participación en el MECP en 8.7 p.p., contrario al Suministrador de Servicios Calificados y a los demás participantes del mercado, que aumentaron su participación en 1.9 p.p. y 6.8 p.p.

En el MBP, en la Zona de Potencia SIN se adquirieron 6,131.7 MW-año de Potencia eficiente, obteniendo un cargo para el aseguramiento del producto, lo cual representó un avance respecto de lo observado en 2018, en el cual existió un incumplimiento de la obligación neta de Potencia por 941.6 MW-año. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, de 2018 al 2021, la oferta de venta correspondiente fue menor que la oferta de compra, por lo cual la cantidad de Potencia adquirida en cada zona de Potencia del MBP fue menor, en consecuencia, en las dos zonas de Potencia se obtuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia y no se adquirió Potencia eficiente.

Por lo que se refiere al control del SEN, en 2021, el CENACE registró resultados positivos en los indicadores de porcentajes de cumplimiento del Margen de Reserva Operativa; de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía; de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD en el MEM; de energía entregada en el SEN; de operación en estado normal; de cumplimiento de calidad de frecuencia; de cumplimiento de reserva operativa, así como el índice de calidad de voltaje. En cuanto al indicador "Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada", aumentó 5.7 p.p., al pasar de 22.9% en 2019 a 28.6% en 2021, sin que se alcanzara la meta nacional de generación de energía eléctrica por fuentes limpias del 30.0%, lo cual, de acuerdo con lo señalado por la SENER se debió a la suspensión de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN, por parte del Poder Judicial de la Federación. En la auditoría núm. 1383-DE "Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista" de la Cuenta Pública 2019, el CENACE manifestó que la cancelación de las subastas de energía y de CEL tendrían un efecto sobre el cumplimiento de la meta del 35.0% de participación en la generación de energías limpias para 2024.

En cuanto a la supervisión, en 2021, la SENER programó pero no realizó las 7 visitas de verificación, debido a la contingencia sanitaria ocasionada por la pandemia del SARS-CoV-2, así como por la insuficiencia presupuestal, se cancelaron 3 y se reprogramaron 4 visitas, las

cuales a septiembre de 2022, no se habían realizado. Respecto de las tres que se cancelaron, indicó que “no se presentaron repercusiones en el SEN con relación a las visitas canceladas en 2021, dado que sólo se trata de un alcance de supervisión de proyectos de infraestructura productiva de largo plazo (PIDIREGAS), toda vez que el seguimiento de los avances físicos de los proyectos en comento se realizó mediante los informes mensuales presentados por la CFE para proyectos PIDIREGAS”.

El 30 de marzo de 2021, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó el Programa Anual de Visitas de Verificación 2021, en el que se planeó llevar a cabo 29 visitas ordinarias y 39 extraordinarias relacionadas con las actividades de electricidad, las cuales representaron el 5.5% respecto de los 1,239 permisos que se encontraron vigentes en 2021. Del total de las visitas, 61 (89.7%) no reportaron hallazgos y 7 (10.3%) registraron incumplimientos.

La SENER presidió el Consejo de Coordinación del Sector Energético, y efectuó dos de las tres sesiones ordinarias que señala el artículo 20, tercer párrafo de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; los temas abordados no se relacionaron con temas que pudieran afectar el desarrollo de las políticas públicas en materia energética ni propuestas de mecanismos de coordinación entre los entes responsables.

Por lo que respecta al acceso abierto a la RNT y a las RGD, en 2021, el CENACE recibió, mediante el Sistema de Atención a Solicitudes de Interconexión y Conexión, 1,102 solicitudes, de las cuales 1,055 (95.7%) fueron para conexión de centros de carga y 47 (4.3%) para interconexión de centrales eléctricas. De los 728 contratos formalizados, 114 fueron para transmisión (108 de conexión y 6 de interconexión) y 614 de distribución para conexión. Las 374 solicitudes aceptadas (333 para conexión y 41 para interconexión), se encontraron en proceso de atención, en subsanación de observaciones y en revisión de los requisitos y recibieron el resultado de los estudios por parte del CENACE, pero existieron diferencias entre la información proporcionada por el CENACE y por CFE Transmisión y CFE Distribución, ya que en el mismo periodo, recibieron del Centro un total de 1,223 solicitudes de suscripción de contratos de conexión e interconexión, de las cuales 403 fueron para transmisión y 820 para distribución; al respecto, CFE Transmisión formalizó 377 contratos, 254 fueron de conexión y 123 para interconectar centrales eléctricas a la red. En tanto que, CFE Distribución formalizó 815 (748 para la conexión de centros de carga y 67 de interconexión de centrales eléctricas a la red).

En 2021, el CENACE cobró a los participantes del mercado eléctrico 70,375,107.4 mdp por el uso de la RNT y 119,697,497.7 mdp por el uso de las RGD, lo que representó un ingreso de 190,072,605.1 mdp para la CFE. Asimismo, se identificó que, por el uso de la RNT, el 29.8% (20,978,888.9 mdp) del cobro fue por la inyección de 324,023,138.2 MWh y el 70.2% (49,396,218.5 mdp) fue por el retiro de 300,772,841.8 MWh de energía. En materia de distribución el cobro se realizó por el retiro de 89,210,307.3 MWh de energía, lo que equivalió a 119,697,497.7 mdp.

De 2018 a 2021, aumentó en 13.1% los ingresos obtenidos para CFE por el cobro del uso de la RNT y las RGD a los participantes del mercado, al pasar de 168,093,528.6 mdp a

190,072,605.1 mdp, debido al incremento en el número de participantes del MEM, así como por los contratos suscritos para la conexión e interconexión para el uso de las redes.

En cuanto a los avances para el cumplimiento del ODS 7 “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenibles y moderna para todas y todos”, en 2021 la SENER no llevó a cabo actividades de coordinación con la CRE y el CENACE para que, con base en sus atribuciones, implementara los mecanismos y programas que promovieran la generación de energías limpias, y estableciera indicadores específicos para el cumplimiento de dicho objetivo.

La SENER dio seguimiento al indicador “Porcentaje de participación de las energías limpias en la matriz de generación eléctrica” y el CENACE al indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, los cuales registraron un resultado de 28.6%, inferior en 1.4 p.p. respecto de la meta nacional de generar el 30.0% de energía eléctrica por medio de fuentes limpias, en 2021.

En opinión del grupo auditor, en 2021, la SENER, el CENACE y la CRE cumplieron, en lo general, lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica al conducir la política energética del país; ejercer el control operativo del SEN y regular el sector energético; además, de coordinarse para contar con la planeación del SEN y del MEM mediante la publicación del PRODESEN 2021-2035; sin embargo, se identificaron limitaciones en su operación y supervisión que incrementan el riesgo de que no se cumpla la obligación del Estado de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN y de la implementación del MEM, al presentarse los problemas siguientes: a) de 2018 a septiembre de 2022, el número de permisos otorgados disminuyó 82.6%, al pasar de 92 a 16 permisos y la capacidad incorporada al sistema también se redujo, al pasar de 13,205.6 MW en 2018 a 538.4 MW en septiembre de 2022; b) la SENER continuó sin definir, ni establecer las directrices necesarias para la operación de los mercados de Certificados de Energías Limpias y de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como de las subastas de mediano y largo plazo, ni implementó el subcomponente del Mercado de Energía de Corto Plazo “Mercado de Una Hora en Adelanto” que debió entrar en operación en la segunda etapa del mercado que se llevaría a cabo entre 2017 y 2018; c) a seis años de la entrada en operación, el MEM aumentó 178 contratos formalizados, al pasar de 16 a 194 y los participantes que realizan actividades en el MEM se incrementaron en 151, al pasar de 6 a 157; de 2016 a 2018 se presentó el mayor crecimiento (125 permisos), y de 2019 a 2021 el crecimiento fue de 26; d) la SENER no realizó ninguna de las 7 visitas de verificación programadas; e) en el Mercado para el Balance de Potencia (MBP), en las Zonas de Potencia de Baja California (BCA) y Baja California Sur (BCS), de 2018 al 2021, no se adquirió Potencia eficiente, y f) los indicadores de energías limpias registraron un resultado del 28.6%, inferior en 1.4 p.p. respecto de la meta nacional de generar el 30.0% a 2021.

El grupo auditor identificó áreas de oportunidad para el CENACE, la SENER y la CRE, a 6 años de la entrada en operación del MEM relacionadas con la necesidad de: a) diseñar una estrategia para implementar los mercados de Una Hora en Adelanto; el de Certificados de Energías Limpias y el de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, así como la

reanudación de las subastas de mediano y largo plazos; b) incrementar el otorgamiento de permisos para reforzar la capacidad; c) establecer mecanismos para el correcto funcionamiento del Consejo de Coordinación del Sector Energético, y d) definir indicadores y metas que permitan dar seguimiento y cumplir con la meta nacional de generar a 2024, el 35.0% de energía eléctrica con energías limpias, a fin de contribuir a satisfacer las necesidades del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista; cumplir los objetivos de energías limpias y, con ello, procurar la operación en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN y del MEM.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Hugo Tulio Félix Clímaco

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

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

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la planeación del SEN y del MEM realizada por la SENER, el CENACE y la CRE, en 2021, a fin de garantizar su operación con eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como para fomentar la libre competencia y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio de los distintos participantes.
2. Analizar las disposiciones administrativas emitidas y actualizadas por la CRE, en 2021, para la operación del SEN y del MEM de conformidad con su Programa Regulatorio Anual.

3. Verificar que los permisos vigentes y otorgados por la CRE, en 2021, para la generación y suministro de energía, se ajustaron a las disposiciones administrativas y contribuyeron a garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, a fin de promover el desarrollo eficiente del sector.
4. Evaluar la operación del MEM, en 2021, mediante los tipos de mercado que estuvieron vigentes, los participantes acreditados, con base en la normativa emitida por la CRE, a fin de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.
5. Evaluar las transacciones de compra-venta de energía eléctrica, respecto del cumplimiento de los contratos de cobertura, de interconexión y suministro de corto, mediano y largo plazos, que se llevaron a cabo en el MEM, en 2021, y determinar si se cubrió la demanda nacional.
6. Verificar que el CENACE realizó el control operativo del SEN, en 2021, con base en los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad, con el fin de optimizar la operación del sistema, impulsar la inversión y la competencia en la industria eléctrica, bajo el esquema del MEM.
7. Verificar los mecanismos implementados por la SENER, en coordinación con la CRE, en 2021, para cumplir con las atribuciones de supervisar y vigilar el MEM, a fin de contribuir a impulsar las inversiones y la competencia en la industria eléctrica y a garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.
8. Constatar el acceso abierto a las redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución para las centrales eléctricas y centros de carga solicitantes, mediante la revisión del cumplimiento de las instrucciones del CENACE; la suscripción y cumplimiento de los contratos entre CFE Transmisión y CFE Distribución y los solicitantes, en 2021.
9. Evaluar los mecanismos implementados por el CENACE, la SENER y la CRE, en 2021, para dar cumplimiento del ODS 7 "Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos", de la Agenda 2030, por medio de la regulación, operación y supervisión del SEN y del MEM.

Áreas Revisadas

Las unidades de Control Interno; de Control de Gestión y de Operaciones Comerciales; de Expansión de la Red; las direcciones generales de Operación y Planeación del Sistema; de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista; las subdirecciones de Estrategia y Normalización; de Operación del Mercado Eléctrico Mayorista; de Planeación; de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista, adscritas al Centro Nacional de Control de Energía.

Las unidades de Asuntos Jurídicos y de Electricidad, así como la Dirección General de Planeación y Vinculación, adscritas a la Comisión Reguladora de Energía.

Las subsecretarías de Electricidad; de Planeación y Transición Energética, así como las direcciones generales de Energías Limpias y de Generación, y Transmisión de Energía Eléctrica, adscritas a la Secretaría de Energía.

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.
2. Ley General de Responsabilidades Administrativas: Art. 7, Frac. I y VI.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Bases del Mercado Eléctrico, Base 1, apartado 1.3, numeral 1.3.1 y el apartado 1.4, "Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista", numeral 1.4.5, Incisos a), fracción iii, b), fracciones i y ii; d), fracciones i, ii y iii; f), fracción i, y g), fracciones i y ii; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 20, Par. Tercero; Art. 21, Frac. II y VI; Ley de Transición Energética, Art. 14, Frac. V; Art. 66, Pár. Primero, Transitorio Tercero; Ley de la Industria Eléctrica, Art. 13.

Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones y Recomendaciones

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

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

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