

Centro Nacional de Control de Energía

Desempeño del Mercado Eléctrico Mayorista

Auditoría de Desempeño: 2019-1-18TOM-07-1383-2020

1383-DE

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 2019 considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF.

Objetivo

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

Consideraciones para el seguimiento

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

En tal virtud, las recomendaciones y acciones que se presentan en este informe individual de auditoría se encuentran sujetas al proceso de seguimiento, por lo que en razón de la información y consideraciones que en su caso proporcione la entidad fiscalizada, podrán confirmarse, solventarse, aclararse o modificarse.

Alcance

La auditoría comprendió la revisión de cinco vertientes: a) la planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); b) la regulación mediante la emisión de disposiciones normativas; c) la operación del MEM en las transacciones de compra-venta, la aplicación de tarifas y el control operativo del SEN; d) la supervisión del SEN mediante los criterios de medición de la eficiencia, confiabilidad, calidad, continuidad y seguridad, a cargo de la SENER en coordinación con la CRE, y e) la contribución de estas dependencias en el cumplimiento de la Agenda 2030.

La auditoría se realizó de conformidad con la normativa aplicable a la fiscalización de la Cuenta Pública para asegurar el logro del objetivo y el alcance establecidos. Los datos proporcionados por la entidad fiscalizada fueron, en lo general, suficientes, de calidad,

confiables y consistentes para aplicar todos los procedimientos establecidos y para sustentar los hallazgos y la opinión de la Auditoría Superior de la Federación sobre el cumplimiento de los objetivos y metas relacionadas con el diseño, la regulación, la operación y supervisión del SEN y del MEM.

Antecedentes

La energía eléctrica es un insumo básico para el desarrollo de las actividades productivas, tanto de transformación como de servicios y, al igual que sucede en todos los países, reviste una importancia de primer orden para la vida económica y social, al grado que su evolución está estrechamente ligada al crecimiento del Producto Interno Bruto (PIB).

La industria eléctrica comprende: a) los procesos de generación, transmisión, distribución y suministro de la electricidad; b) la planeación y el control del SEN,^{1/} así como c) la operación del MEM.

El SEN, actualmente, es uno de los mayores y más complejos del mundo. Es un sistema integrado que da servicio a 128 millones de mexicanos, que habitan en 2.0 millones de kilómetros cuadrados, y que ha alcanzado 98.7% de cobertura del servicio. Cuenta con una capacidad de generación de 80,000.0 Megawatts (MW), que supera en 30,000.0 MW a la demanda máxima instantánea del SEN, que en la semana 26 de 2019, alcanzó un máximo total de 50,000.0 MW.^{2/}

En 2013, ante las problemáticas que presentaba el sector eléctrico referentes a la falta de inversión, tarifas no competitivas, altos costos de generación y una insuficiente cobertura en algunas zonas urbanas marginadas y comunidades rurales, el 20 de diciembre de ese año se publicó en el DOF el “Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía”^{3/} mediante el cual se modificaron los artículos 25, 27 y 28 constitucionales y se señala que corresponde exclusivamente a la Nación la planeación y el control del sistema eléctrico nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica; en estas actividades no se otorgarán concesiones, sin perjuicio de que el Estado pueda celebrar contratos con particulares en los términos que establezcan las leyes, las cuales determinarán la forma en que éstos podrán participar en las demás actividades de la industria eléctrica; asimismo, se

^{1/} El SEN es el conjunto de instalaciones destinadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se integra 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, y d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el control operativo del SEN.

^{2/} SENER. “El Gobierno de México fortalece el Sistema Eléctrico Nacional”. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/el-gobierno-de-mexico-fortalece-el-sistema-electrico-nacional>. Consulta: 30 de junio de 2020.

^{3/} Presidencia de la República. (2013). Decreto por el que reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía. Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 4 de junio de 2020, disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013

indica que el Poder Ejecutivo contará con la Comisión Reguladora de Energía, como órgano regulador coordinado del sector eléctrico.

Como resultado de la reforma constitucional, se determinó que la SENER sería la responsable de conducir y coordinar la política energética y el 11 de agosto de 2014, se publicaron tres nuevas leyes: la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, por lo cual la CFE adquiere la denominación de Empresa Productiva del Estado; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, en donde se definió a la Comisión Reguladora de Energía, como órgano regulador del sector con autonomía, responsable de otorgar permisos para la generación de electricidad y fijar las tarifas de distribución y transmisión, y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), con el objeto de regular las actividades de dicha industria, modificando el esquema de monopolio que realizaba la CFE, estableciendo que el Estado mantendrá su titularidad en el manejo de la industria eléctrica, sin perjuicio de que pueda celebrar contratos con particulares.

La planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como la transmisión y distribución de energía eléctrica siguen siendo reservados para el Estado al considerarse actividades estratégicas. Sin embargo, se permite que el Gobierno Mexicano suscriba contratos con particulares para que lleven a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de transmisión y distribución de energía eléctrica, en el caso de la generación y comercialización, se abrió el mercado a la libre competencia.^{4/}

En el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, se señaló que la cobertura de electricidad alcanzaba 98.0% de la población; sin embargo, se estableció el reto del incremento en el número de usuarios y un mejor acceso al servicio. Asimismo, se indicó que, en 2011, la mitad de la generación de electricidad utilizó como insumo al gas natural, debido a su menor precio por unidad energética y que las tecnologías de generación que usaron fuentes renovables de energía deberían contribuir para enfrentar los retos en materia de diversificación y seguridad energética, ya que su aportación al suministro energético nacional fue apenas del 2.0% del total. En congruencia con el PND 2013-2018, la Presidencia de la República, la SHCP y la SENER elaboraron el Programa Nacional de Infraestructura (PNI) 2014-2018, en donde se identificó que sería necesario desarrollar capacidad adicional de generación eléctrica, a fin de satisfacer el incremento de la demanda del sistema eléctrico en el país.

En el artículo 2 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) se estableció la operación del MEM como parte de las actividades de la industria eléctrica, permitiendo a las empresas privadas participar en la generación de electricidad y ofertarla en el mercado, además, se le otorgó la facultad a la iniciativa privada para vender y comprar energía eléctrica, así como cualquier

^{4/} SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. Nueva Era de la Energía en México. Recuperado el 23 de julio de 2020, disponible en:

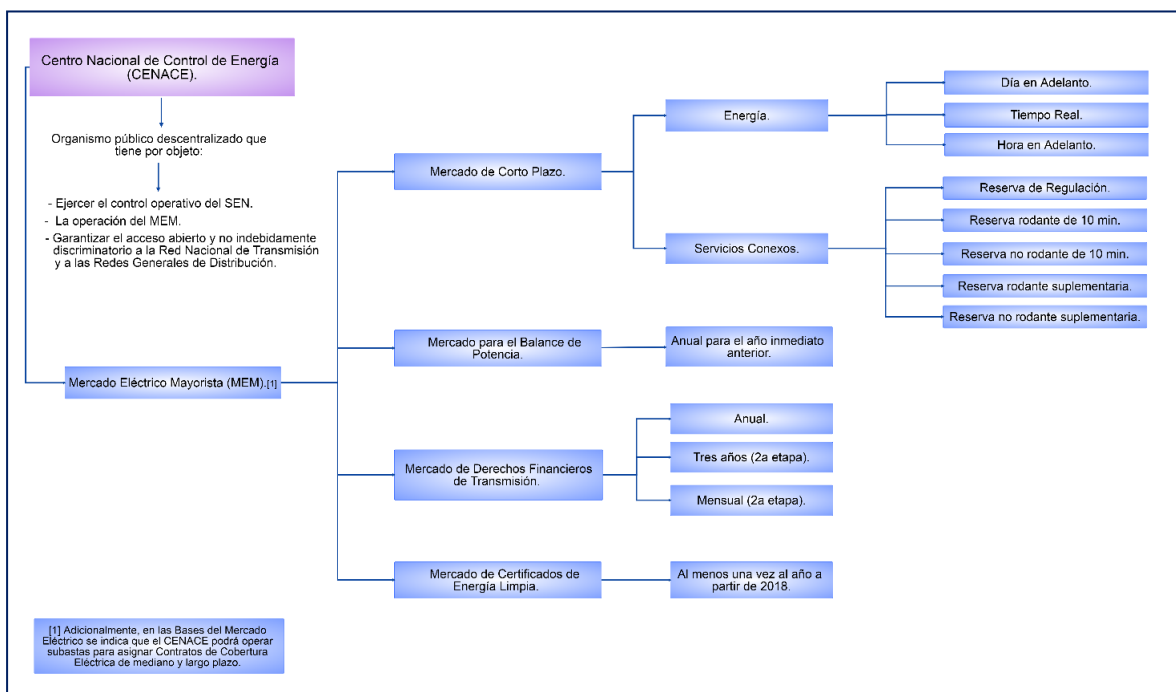
https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf

otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del sistema eléctrico por medio de mecanismos reguladores permitidos por el sector eléctrico.

El 28 de agosto de 2014, se publicó el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado de la SENER, con personalidad jurídica y patrimonios propios, el cual tiene por objeto operar el SEN y el MEM;^{5/} éste último es un mercado en el que los participantes podrán vender y comprar energía eléctrica para el funcionamiento del SEN.

El MEM surge como resultado de la apertura de los procesos de generación y suministro a la participación del sector privado. En este mercado las empresas participantes realizan las transacciones de compraventa 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:

MERCADOS QUE INTEGRAN EL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en el texto “Nueva Era de la Energía en México”, SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. Recuperado el 21 de julio de 2020, disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexico_ESP.pdf

^{5/} Tiene el objetivo de proveer energía a precios competitivos para que todos los usuarios pudieran beneficiarse adquiriendo energía a precios más accesibles; asimismo, en el MEM se compran y venden productos como energía, potencia, certificados de energías limpias, servicios conexos y derechos financieros de transmisión entre otros.

La operación general del MEM se realiza por medio de los componentes del Mercado de Energía de Corto Plazo; Mercado para el Balance de Potencia; Mercado de Certificados de Energías Limpias, y Mercado de Derechos Financieros de Transmisión, lo cual permite al CENACE establecer las condiciones para garantizar la competencia, la eficiencia y la no indebida discriminación entre los participantes del mercado eléctrico.

En el Plan Estratégico 2017-2021 del CENACE, se estableció que éste: “[...] administra el Mercado Eléctrico Mayorista para asegurar el uso de las plantas de menor costo como resultado de las condiciones que impone el mercado y la operación del sistema en condiciones de eficiencia en beneficio de los consumidores de electricidad en México [...]”.

Asimismo, en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032, se indicó que con el MEM se busca incentivar el desarrollo de una nueva capacidad de generación para el SEN, en la medida que ésta se requiera para satisfacer la demanda de energía eléctrica, bajo condiciones de suficiencia y seguridad.^{6/} Entre los principios que dicta el PRODESEN, se establece la producción de electricidad, abasto garantizado, soberanía, seguridad energética y sostenibilidad, por lo que la planeación del SEN se realiza en coordinación con la SENER, con el objeto de que la generación, transmisión, suministro básico y calificado, así como la política de transición energética, sea integral y asegure el suministro confiable de la electricidad, contribuyendo a un servicio eléctrico con bajas tarifas para los usuarios.

La reforma energética, en materia de electricidad, tuvo entre sus objetivos, elevar la productividad e incrementar la calidad de los servicios de la industria, así como lograr mayor cobertura de estos servicios y precios más competidos.^{7/}

En el PND 2019-2024 se indicó que: “La reforma energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a [...] la Comisión Federal de Electricidad [...] que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores”, pero no se abordó en específico el estado del Sistema Eléctrico Nacional ni del Mercado Eléctrico Mayorista.

A cuatro años del inicio de operación del MEM, es necesario elevar su desempeño y los avances en su consolidación, así como el cumplimiento del objetivo de la política energética de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

^{6/} Secretaría de Energía. (2018), Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032. Recuperado el 4 de junio de 2020, disponible en: <https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2018/PRODESEN18.pdf>

^{7/} SENER-Ministerio Federal de Economía y Energía. Nueva Era de la Energía en México. Recuperado el 21 de julio de 2020, disponible en: https://www.energypartnership.mx/fileadmin/user_upload/mexico/media_elements/reports/NuevaEraEnergiaMexicoESP.pdf

Resultados

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

a) Diagnóstico del SEN y del MEM

Por medio del oficio núm. 411/1091/2020 del 12 de octubre de 2020, la SENER, como cabeza de sector, señaló que:

- En el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024 apartado “Rescate del Sector Energético”, se encuentra el diagnóstico del sector eléctrico mexicano, y en el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2020-2024, apartado “Análisis del estado actual”, y en el Capítulo V “Infraestructura del Sistema Eléctrico Nacional”, se menciona un análisis general del sector eléctrico.
- Además, que “el diseño y operación del SEN está justificado para dar cumplimiento al interés social y al orden público en las áreas estratégicas, tal y como lo establece la LIE, ya que sus objetivos son regular la planeación y el control del SEN, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica.”

Al respecto, se analizó el PND 2019-2024 y el PROSENER 2020-2024, como se observa a continuación:

IDENTIFICACIÓN DEL DIAGNÓSTICO DEL SEN Y DEL MEM

| Documento | Contenido |
|--|---|
| Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 | La Reforma Energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a (...) la Comisión Federal de Electricidad, empresa que ya venía sufriendo el embate de los designios privatizadores. |
| Programa Sectorial de Energía 2020-2024* | <p>Mercado Eléctrico Mayorista</p> <p>El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) inició operaciones en enero de 2016, está todavía en una etapa incipiente de implementación, lo que se ha reflejado en algunos casos en un desbalance energético. Desorden y desequilibrio sistémico para la planeación del SEN.</p> <p>La CRE autorizó permisos para la generación de energía eléctrica, de los cuales, a la fecha, 1,188 correspondieron a generadores, y 165 permisos para la CFE. Los contratos de autoabasto fueron utilizados para simular el concepto original, mediante “socios” consumidores incorporados con acciones ínfimas del capital, que les ha permitido el acceso a tarifas subsidiadas de porteo, utilizando la infraestructura de transmisión y distribución de la CFE. Al vencimiento de los contratos, estas centrales podrán instalarse en el mercado. En consecuencia, el universo de permisos creó un desorden y desequilibrio sistémico para la planeación del SEN, se desvinculó a la demanda de la generación más cercana y eficiente y se subordinó la construcción de infraestructura de transmisión y distribución.</p> |

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND), 2019-2024, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), 2020-2024 y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033.

* Publicado de manera extemporánea en el Diario Oficial de la Federación el 8 de julio de 2020.

Si bien en el PND 2019-2024 y en el PROSENER 2020-2024 se encuentra un apartado sobre el diagnóstico relativo al sector eléctrico, éste no es suficiente para identificar las problemáticas actuales del SEN y del MEM, ya que no contiene elementos cuantitativos y cualitativos que permitan visualizarlas. Por lo que, en 2019, la SENER careció de un diagnóstico integral sobre el estado actual del sector eléctrico, para valorar el funcionamiento del SEN y del MEM, y en el cual se fundamente la planeación en materia de electricidad.

b) Planeación del SEN y del MEM

- Planeación

Con la finalidad de verificar que se llevó a cabo la planeación de la política eléctrica para garantizar la operación del SEN y del MEM en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como el acceso abierto no indebidamente discriminatorio a los distintos participantes, se analizó el PND 2019-2024; el PROSENER 2020-2024; el PRODESEN 2019-2033; el Plan Estratégico 2017-2021 del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y el Plan Estratégico de la CRE 2018-2020, como se muestra a continuación:

DISEÑO PROGRAMÁTICO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL Y DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

| Documento | Objetivo | Estrategia | Acción puntual |
|---|--|--|---|
| Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 | Rescate del sector energético: “La Reforma Energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a (...) la Comisión Federal de Electricidad, empresas productivas del Estado que ya venían sufriendo el embate de los designios privatizadores. (...)” | Un propósito de importancia estratégica (...) es el rescate de (...) CFE para (...) operar como palancas del desarrollo nacional. (...) La transición energética dará pie para impulsar el surgimiento de un sector social en ese ramo, así como para alentar la reindustrialización del país. | |
| Programa Sectorial de Energía 2020-2024 ^{8/} | Alcanzar y mantener la autosuficiencia energética sostenible para satisfacer la demanda energética de la población con producción nacional. | 1.6 Desarrollar proyectos de generación de energías renovables para contribuir a la soberanía energética de manera ordenada y sostenible. | 1.6.1 Establecer en la planeación del SEN, en las reglas del MEM, en las Bases del mercado y Manual de liquidaciones, lineamientos para la incorporación de energías renovables intermitentes, de manera que se asegure la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad. 1.6.2 Alinear los criterios de otorgamiento de permisos de generación renovable de la CRE al PND, a la política energética nacional, al Programa Sectorial, al PRODESEN, así como a los acuerdos y compromisos internacionales en materia de energía, cambio climático y reducción de Gases de Efecto Invernadero (GEI). |
| Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2019-2033 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Soberanía, seguridad energética nacional y sostenibilidad. 2. La SENER dirige la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, integrando la generación, transmisión, distribución, comercialización y transición energética, conforme a los requerimientos del desarrollo nacional. 3. Garantizar el suministro de energía eléctrica conforme al crecimiento económico del país en condiciones de calidad y mejor precio para el consumidor. 4. Aumentar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos internacionales en relación con el cambio climático y reducción de emisiones. 5. Garantizar el acceso al servicio eléctrico universal, eficiente, de calidad y confiable a todos los mexicanos. | | |
| Plan Estratégico del CENACE 2017-2021 | Implementar y operar el Mercado Eléctrico Mayorista. | Controlar y garantizar los derechos y relaciones de los integrantes de la Industria Eléctrica, para contar con un mercado transparente, eficiente, no existiendo acceso discriminatorio, cumpliendo con la integridad, ética y manejo de conflicto de interés. | <ul style="list-style-type: none"> • Mantener la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional bajo los criterios establecidos, administrando eficientemente los recursos. • Identificar y aplicar las mejores prácticas para el desarrollo y maduración del Mercado Eléctrico Mayorista. |
| Plan Estratégico de la CRE 2018-2020 | <ol style="list-style-type: none"> 1. Ser facilitadores del desarrollo del sector energético en México. 2. Brindar condiciones de certeza regulatoria a largo plazo. 3. Tener una operación de certeza regulatoria de largo plazo. 4. Tener la capacidad técnica y de vanguardia que permita la operación del sistema. 5. Ser reconocido como referente por (...) el mercado a nivel nacional e internacional. | | <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Planeación conjunta del Sistema de Reguladores del Sector Energético. 2.1 Calidad Regulatoria. 3.1 Supervisión conjunta basada en riesgos. 4.2 Sustentabilidad financiera para reguladores del sector energético. 5.1 Vinculación estratégica con el sector energético. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en el PND 2019-2024; el PROSENER 2020-2024; el PRODESEN 2019-2033, el Plan Estratégico del CENACE 2017-2021 y el Plan Estratégico de la CRE 2018-2020.

^{8/} De acuerdo con el artículo 30 de la Ley de Planeación, el programa sectorial debió publicarse dentro de los seis meses posteriores a la aprobación y publicación del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, el cual fue publicado el 12 de julio de 2019; por lo que el plazo para publicar el programa sectorial venció en enero de 2020; no fue sino hasta el 8 de julio de 2020 que se publicó en el DOF el Programa Sectorial de Energía 2020-2024.

En el análisis de los documentos de planeación, se identificó lo siguiente:

- En el PND 2019-2024 no se establecieron objetivos específicos, estrategias, metas, ni indicadores relacionados con el Sistema Eléctrico Nacional, ni con el Mercado Eléctrico Mayorista.
- El programa sectorial no fue publicado en el mes de diciembre de 2019, conforme al plazo establecido en la Ley de Planeación; como hechos posteriores, se verificó que, el 8 de julio de 2020, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el PROSENER 2020-2024.

Si bien, el documento contiene objetivos, estrategias y acciones que van encaminadas a alcanzar y mantener la autosuficiencia energética en el país, el 21 de septiembre de 2020, el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones otorgó la suspensión definitiva del acto reclamado mediante el amparo núm. 372/2020 promovido por Greenpeace México, en contra de la aplicación del Programa Sectorial de Energía 2020-2024, el cual se estimó que vulnera el derecho a un medio ambiente sano, priorizando el uso de combustibles fósiles, al considerar que, específicamente, los objetivos prioritarios 6.1, 6.2, y 6.6, así como el apartado 7, acciones puntuales 1.1.2, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5.2, 1.5.8, 1.6, 2.1.4, 2.3.2, 2.3.6, 2.3.7, 4.1, 4.2.5, 4.4.1, 4.5.1, 5.2.1, 5.3, 5.4 y 6.4.7, no fomentan “el empleo de energías renovables, ni la disminución de contaminantes”, ya que, en general, en el documento se establece que “Se busca que el combustóleo sea aprovechado para la generación eléctrica, condicionando a la aplicación de tecnologías de reducción de emisiones que haga posible la utilización de infraestructura existente ya amortizada, con políticas de precios razonables, tanto para Pemex como para CFE y en función de las necesidades de suministro”, por lo que la SENER, debe de abstenerse de continuar con la implementación de acciones para cumplir con los objetivos y estrategias establecidas. Dicha suspensión tendrá como consecuencia que, en el sector eléctrico, se sigan aplicando las disposiciones normativas que fueron expedidas hasta antes de la emisión de dicho Programa.

- El PRODESEN 2019-2033 fue el único documento de la SENER que sí contó con principios y acciones prioritarias encaminadas a aumentar y garantizar el suministro eléctrico; reúne los elementos relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas, el cual establece los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda de energía eléctrica y cumplir con las metas de energías limpias, y de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, los cuales incluyen las obras de ampliación y modernización necesarias para minimizar los costos de prestación del servicio; reducir los costos de congestión e incentivar una expansión eficiente de la generación, en consideración a los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red eléctrica. Este programa contribuye a tener un panorama actual y una prospectiva a 15 años del SEN, lo que representa un insumo relevante para la toma de decisiones en el mercado eléctrico.

- En el Plan Estratégico 2017-2021 del CENACE, se estableció el objetivo de “Implementar y Operar el Mercado Eléctrico Mayorista”, la estrategia de “Controlar y garantizar los derechos y relaciones de los integrantes de la Industria Eléctrica, para contar con un mercado transparente, eficiente, no existiendo acceso discriminatorio, cumpliendo con integridad, ética y manejo de conflictos de interés”, y la acción puntual de “Identificar y aplicar las mejores prácticas para el desarrollo y maduración del Mercado Eléctrico Mayorista”, las cuales se orientan al desarrollo de un mercado eléctrico que permita el acceso abierto a los diversos participantes.
- En el Plan Estratégico 2018-2020 de la CRE, se establecieron estrategias encaminadas al desarrollo del sector energético; a brindar condiciones de certeza regulatoria de largo plazo; a tener una operación sistemática y coordinada, para contar con capacidad técnica y de vanguardia que permita la operación del sistema, y para que sea reconocido como referente por el mercado a nivel nacional e internacional, las cuales se encaminan a garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

En los documentos de planeación, existen dos visiones de política en materia de electricidad, la primera, establecida en el Plan Estratégico del CENACE 2017-2021, en el Plan Estratégico de la CRE 2018-2020 y en el PRODESEN 2019-2033, los cuales se alinean con la legislación vigente en la materia, que establece la conformación de un mercado y el acceso no indebidamente discriminatorio a las redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución, la libre competencia en los segmentos de generación y comercialización, así como garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional; y la segunda, incluida en el PND 2019-2024 y en el PROSENER 2020-2024 que se centra en la estrategia del rescate de la CFE, la soberanía y seguridad energética, siendo éste último suspendido ante su incompatibilidad con el marco jurídico vigente.

La legislación vigente, los documentos de planeación y los planes estratégicos del CENACE y la CRE no sólo están desarmonizados, sino que buscan objetivos distintos, lo que pone en riesgo la operación y el funcionamiento del SEN y del MEM.

La forma en la que se definió la planeación del SEN y el MEM propicia contradicciones en la actuación de la CRE, el CENACE y la SENER en cuanto al cumplimiento de la regulación, operación y supervisión de la industria eléctrica, en el ámbito de sus respectivas competencias, y pone en riesgo el objetivo de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional; promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad; impulsar la inversión y la competencia en la industria eléctrica, y proteger los intereses de los Usuarios Finales, tal como lo mandata la LIE.

- Análisis de la Política de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en el SEN

El PND 2019-2024 señala que: “La reforma energética impuesta por el régimen anterior causó un daño gravísimo a [...] la Comisión Federal de Electricidad [...] que ya venían sufriendo el

embate de los designios privatizadores”.^{9/} En este contexto, el 15 de mayo de 2020, la SENER publicó el “Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional”,^{10/} con el objetivo de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios.

En la revisión del Acuerdo, se observó que: a) la SENER otorgó nuevas facultades al CENACE, a la CRE y a la CFE, respecto de sus capacidades operativas para aplicar la presente política; b) se cambiaron las reglas con las que operaba el mercado, particularmente en cuanto al otorgamiento de permisos para la generación de electricidad, y c) se modificaron los costos por concepto de servicios conexos que deberán pagar los permisionarios, así como los criterios para despachar la electricidad.

En el documento no se definió un plazo específico para que la CRE, el CENACE y la CFE lleven a cabo las adecuaciones correspondientes en el ámbito de sus competencias, previstas en el mismo, mientras que se le atribuye a la SENER la determinación de las fechas de reapertura de recepción de solicitudes de nuevos trámites y seguimiento a las solicitudes pendientes.

El 22 de junio de 2020, la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) interpuso una controversia constitucional ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) al estimar que la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el SEN, emitida por la SENER en el DOF, el 15 de mayo de 2020, “violenta los principios fundamentales de competencia y libre concurrencia establecidos en los artículos 16, 28 y 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos”, debido a lo siguiente:

- “El instrumento publicado afecta de manera grave la estructura económica del sector de electricidad, ya que elimina la posibilidad de que este opere en condiciones de competencia y eficiencia, así como en los términos dispuestos en el conjunto del marco normativo vigente del país para este sector”.
- “Ello porque la política impugnada compromete tanto el acceso abierto y no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución (insumo indispensable en esta industria), como el criterio de despacho económico que rige la operación del mercado eléctrico mayorista; asimismo, otorga ventajas en favor de ciertos participantes y disminuye la capacidad de competir de otros, sacrifica la eficiencia y establece barreras a la entrada en la generación eléctrica”.

^{9/} Presidencia de la República. Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024. Rescate del Sector Energético. Recuperado el 9 de junio de 2020, disponible en: <https://lopezobrador.org.mx/wp-content/uploads/2019/05/PLAN-NACIONAL-DE-DESARROLLO-2019-2024.pdf>

^{10/} Secretaría de Energía. Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Diario Oficial de la Federación, 15 de mayo de 2020. Recuperado el 10 de junio de 2020, disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020

El 21 de octubre de 2020, la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN) concedió a la COFECE la suspensión definitiva del Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, a efecto de que dicho documento no sea aplicable a los participantes del mercado eléctrico hasta en tanto no se resuelva el fondo del asunto, por lo que todos los generadores de electricidad podrán seguir operando como hasta antes de que se publicara esta política, por lo que prevalecerán las disposiciones anteriores.

Con la aplicación de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional se busca que el Estado continúe con el control total del SEN, para garantizar la confiabilidad del sistema; sin embargo, se observa que las nuevas reglas no se alinean a las que operan el MEM, las cuales se fundamentan en la libre competencia y el acceso no indebidamente discriminatorio de los distintos participantes, y otorgan a la CRE, al CENACE, a la CFE Transmisión y a la CFE Distribución facultades para que bajo criterios de “confiabilidad” determinen la interconexión de las nuevas centrales que pretendan participar en el MEM.

Asimismo, las medidas planteadas imponen restricciones a nuevas centrales de generación de cualquier tipo, y particularmente de energías renovables, limitan la emisión de permisos para nuevas plantas eólicas o solares y prohíbe la construcción de proyectos en lugares que considere congestionados o con poca capacidad de transmisión, con lo que pretende evitar sobrecargas en la Red Nacional de Transmisión.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. 411/0084/2021 del 19 de enero de 2021, la SENER señaló que como parte de las atribuciones establecidas en el artículo 33, fracciones I, V, VIII y XXI de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, dicha dependencia establece, conduce y coordina la política energética del país, en este marco dirige el proceso de planeación y elabora el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), principal instrumento de planeación del sector eléctrico. El PRODESEN contiene las características de la infraestructura de generación; las condiciones de las redes eléctricas de transmisión y distribución; así como las condiciones y pronósticos de demanda y consumo, además en dicho documento también se prevén y examinan problemáticas en el SEN. Asimismo, precisó que, una vez concluida la suspensión de plazos, como medida de prevención y combate por la propagación del coronavirus COVID-19, se procederá a publicar el PRODESEN 2020-2034 y que se encuentra trabajando en tiempo y forma en el PRODESEN 2021-2035.

Además, señaló que consolidó información aportada por los participantes del sector energético para contribuir en la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, y a partir de ello cumplió con la publicación de los distintos instrumentos de política energética, lo cuales promueven y buscan garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, la entidad no proporcionó evidencia de la coordinación con la CRE y el CENACE para la elaboración del diagnóstico y los documentos de planeación, particularmente el Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en

el Sistema Eléctrico Nacional y el Programa Sectorial de Energía 2020-2024, los cuales actualmente se encuentran suspendidos por determinación de los tribunales correspondientes, debido a que no tienen correspondencia con las leyes vigentes; además, presentan inconsistencia respecto de los documentos de planeación del CENACE, de la CRE y del propio PRODESEN 2019-2033, por lo que las recomendaciones persisten.

2019-0-18100-07-1383-07-001 Recomendación

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con la CRE y el CENACE, realice un diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico, con base en información cuantitativa y cualitativa, que permita identificar las problemáticas actuales, sus causas, su evolución en el tiempo, así como sus efectos y, con ello, sienten las bases para perfeccionar el Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de fortalecer su proceso de planeación con objeto de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, así como el acceso abierto no indebidamente discriminatorio, de acuerdo con el artículo 33, fracciones I, V, VIII y XXI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2019-0-18100-07-1383-07-002 Recomendación

Para que la Secretaría de Energía ajuste su planeación y programación, con base en los preceptos establecidos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; la Ley de la Industria Eléctrica; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, y la Ley de Transición Energética, a fin de que la CRE, el CENACE y la SENER, operen de manera coordinada en el ámbito de sus respectivas competencias, con objeto de fortalecer la alineación y articulación de los objetivos de la política eléctrica, para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista, en cumplimiento de los artículos 27, párrafo sexto, 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 33, fracciones I, V, VIII y XXI, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 3, párrafo segundo, 21 Ter, fracciones III, IV y V, y 30 de la Ley de Planeación; 2, párrafos primero y segundo, 6, fracciones I y II, y 15, párrafo primero, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2. Emisión de disposiciones administrativas en materia de electricidad

Como resultado de la Reforma Energética de 2013, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) pasó a ser un órgano regulador coordinado en materia energética; encargado 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 a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, por lo

que para atender este mandato, entre otras actividades, deberá emitir y modificar la normativa en la materia.

El 3 de agosto de 2018 mediante el Acuerdo modificatorio núm. A/025/2018 se acordó adicionar 26 instrumentos al Programa Regulatorio Anual de la CRE 2019, que fue aprobado el 13 de diciembre de 2018, mediante el Acuerdo A/059/2018, en el cual se consideró la emisión de 20 documentos normativos en materia de electricidad e hidrocarburos, con lo que la CRE planeó emitir un total de 46 regulaciones del sector energético, incluyendo electricidad, hidrocarburos y temas transversales, los cuales se distribuyeron de la forma siguiente:

TIPOS DE INSTRUMENTOS REGULATORIOS EMITIDOS DE ACUERDO CON EL PROGRAMA
REGULATORIO ANUAL DE LA CRE, 2019

| Actividades reguladas | Núm. de instrumentos regulatorios | | Cumplimiento (%) |
|---|-----------------------------------|----------|------------------|
| | Programados | Emitidos | |
| Total | 46 | 9 | 19.6 |
| Disposiciones administrativas de carácter general | 19 | 3 | 15.8 |
| Metodologías | 14 | 1 | 7.1 |
| Criterios, interpretaciones y protocolos | 6 | 2 | 33.3 |
| Normas Oficiales Mexicanas | 4 | 2 | 50.0 |
| Modelos de contrato | 1 | 0 | 0.0 |
| Programa de visitas de verificación | 1 | 1 | 100.0 |
| Reporte de mercado | 1 | 0 | 0.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior con base en el "Reporte de avance del Programa Regulatorio Anual de la CRE, 2019", proporcionado mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020 y UA-500/91112/2020 del 12 y 26 de octubre de 2020, respectivamente.

En 2019, el Programa Regulatorio de la CRE tuvo un cumplimiento del 19.6%, al emitir 9 de los 46 instrumentos regulatorios que se programaron, de los cuales 3 (33.3%) fueron disposiciones normativas de carácter general; 2 (22.2%) criterios, interpretaciones y protocolos; 2 (22.2%) Normas Oficiales Mexicanas; 1 (11.1%) metodologías, y 1 (11.1%) programas de visitas de verificación. De los 46 instrumentos programados para ese año, 25 (54.3%) correspondieron a las actividades reguladas en materia de electricidad como se presenta en el cuadro siguiente:

PROGRAMA REGULATORIO ANUAL DE LA CRE EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, 2019

| Núm. | Normativa | Estatus | Clasificación | Observaciones |
|------|---|--------------------|----------------------|---|
| 1 | Acuerdo por el que se emite la NOM PROY-NOM-001-CRE-/SCFI-2019 de sistemas de medición de energía eléctrica, medidores y transformadores de medida. | Aprobado | Sistemas de medición | Publicado en el DOF el 15 de mayo de 2020. |
| 2 | Acuerdo por el que se expiden las disposiciones administrativas de carácter general en materia de aportaciones, la metodología de cálculo de las aportaciones, los criterios y bases para determinar y actualizar el monto de las aportaciones y los modelos de convenios correspondientes. | En proceso CONAMER | Contratos | En mesas de trabajo con CFE Distribución y reuniones de seguimiento con los Comisionados. |
| 3 | Resolución por la que se modifican las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico. | Aprobado | Operación del SEN | Mediante el Acuerdo A/026/2020 emitido el 12 de agosto de 2020, el Órgano de Gobierno de la CRE, determinó retirar la solicitud de publicación en el DOF, e instruyó a la Unidad de Electricidad examinar nuevamente la viabilidad técnica y la procedencia de dichas resoluciones. |
| 4 | Resolución por la que se modifican las disposiciones administrativas de carácter general en materia de acceso abierto y prestación de los servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica. | Aprobado | Operación del SEN | |
| 5 | Acuerdo por el que la CRE da a conocer el criterio para calcular el número total de Certificados de Energías Limpias que cubrirán el monto total de Obligaciones de Energías Limpias para cada uno de los primeros dos años de vigencia de dichas obligaciones y expide la Metodología de cálculo del precio implícito de los Certificados de Energías Limpias. | Aprobado | Energías limpias | Publicado en el DOF el 4 de marzo de 2020. |
| 6 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general para la determinación de tarifas aplicables a la prestación del servicio de la operación del suministro de servicios básicos de electricidad. | No aprobado | Tarifas | Se cuenta con un proyecto avanzado. |
| 7 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general para la metodología de la tarifa final de suministro básico. | No aprobado | Tarifas | El proyecto se encuentra en revisión por la Unidad de Electricidad. |
| 8 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general para la determinación de la tarifa del CENACE y se establece el cálculo de la tarifa de gestión. | No aprobado | Tarifas | El proyecto se encuentra en revisión por la Unidad de Electricidad. |
| 9 | Acuerdo por el que se emiten los lineamientos de contabilidad regulatoria en materia tarifaria para las actividades de transmisión, distribución, suministro básico, suministro de último recurso y operación del CENACE. | No aprobado | Tarifas | Se trabaja en una versión simplificada del proyecto. |
| 10 | Acuerdo por el que la Comisión expide los criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento en la adquisición de potencia mediante contratos de cobertura eléctrica o por medio del mercado para el balance de potencia. | Aprobado | Sanciones | Publicado en el DOF el 10 de abril de 2019. |
| 11 | Acuerdo por el que la CRE define las causas justificadas por las que se podrá extender el plazo del 31 de diciembre de 2019, para demostrar ante la Comisión la entrada en operación comercial de la capacidad total contemplada en los Contratos de Interconexión Legados. | Aprobado | Operación del SEN | Publicado en el DOF el 10 de abril de 2019. |
| 12 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general por el que se aprueban las metodologías para determinar el cálculo y ajustes de las tarifas máximas de los suministradores de último recurso. | No aprobado | Tarifas | Se cuenta con un proyecto avanzado. |
| 13 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general para la metodología tarifaria del servicio público de transmisión de energía eléctrica y se establece el cálculo de la tarifa de transmisión. | No aprobado | Tarifas | Se cuenta con un proyecto avanzado. |
| 14 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general para la metodología tarifaria del servicio público de distribución de energía eléctrica y se establece el cálculo de la tarifa de distribución. | No aprobado | Tarifas | Se cuenta con un proyecto avanzado. |

Informe Individual del Resultado de la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2019

| Núm. | Normativa | Estatus | Clasificación | Observaciones |
|------|--|--------------------|---------------------------------|---|
| 15 | Acuerdo por el que se emite el modelo de contrato colectivo y la metodología de contraprestación que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica y productos asociados que ofrezcan los generadores exentos a más de un centro de carga. | En proceso CONAMER | Contratos | Se envió a CONAMER el 27 de mayo de 2019 para que se diera inicio al proceso de consulta pública. |
| 16 | Anteproyecto de NOM ANT-NOM-017-CRE-2019, métodos de medición variables para el cálculo del porcentaje de energía libre de combustible y procedimiento para la evaluación de conformidad. | Aprobado | Sistemas de medición | Publicado en el DOF el 19 de marzo de 2020. |
| 17 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general en materia de demanda controlable de suministro básico. | No aprobado | Operación del SEN | Se están realizando ajustes al proyecto. |
| 18 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. | En proceso CONAMER | Confiabilidad del SEN | En proceso de envío para el inicio del proceso de consulta pública. |
| 19 | Acuerdo por el que se emiten los criterios generales para la evaluación del beneficio neto de las obras específicas. | No aprobado | Expansión de la infraestructura | Se están realizando ajustes en el alcance del proyecto. |
| 20 | Acuerdo por el que la CRE establece las modalidades y la información mínima que deberán hacer pública los integrantes de la industria eléctrica, incluyendo los informes sobre el desempeño y evolución del MEM que deberá publicar el CENACE. | No aprobado | Operación del SEN | Se están realizando ajustes al proyecto. |
| 21 | Acuerdo por el que se actualizan las disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias. | No aprobado | Energías limpias | El proyecto se encuentra en revisión por la Unidad de Electricidad. |
| 22 | Anteproyecto de NOM ANT-NOM-018-CRE-2018, sobre instalaciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica reguladas por la CRE. | En proceso CONAMER | Expansión de la infraestructura | El proyecto se encuentra en proceso de revisión por el Comité Consultivo Nacional de Normalización. |
| 23 | Acuerdo por el que se emiten las disposiciones administrativas de carácter general en materia de almacenamiento de energía eléctrica y de regulación de servicios auxiliares que no forman parte del mercado mayorista. | No aprobado | Expansión de la infraestructura | Se están realizando ajustes al proyecto. |
| 24 | Acuerdo por el que se declara la equivalencia con la NOM, de sistemas de medición para el MEM, especificaciones y métodos de prueba, para las normas internacionales que se listan. | No aprobado | Sistemas de medición | Se solicitó la baja de esta regulación, debido a que el tema ya fue atendido con acuerdo diverso. |
| 25 | Acuerdo por el que la CRE autoriza a los transportistas y distribuidores de energía eléctrica a utilizar de forma temporal sistemas de medición ya instalados en los centros de carga media y alta tensión que cuenten con tarifa horaria. | No aprobado | Sistemas de medición | Se están realizando ajustes en el alcance del proyecto. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en el Anexo Único del Acuerdo A/059/2018 del 13 de diciembre de 2018 y el Anexo Único del Acuerdo A/025/2018 del 3 de agosto de 2018.

En 2019, la CRE aprobó 5 de los 25 instrumentos regulatorios que se tenían programados para ese año, que representó 20.0% del Programa Regulatorio Anual en materia de electricidad. Asimismo, se constató que 2 (8.0%) de las 25 regulaciones programadas, ya habían sido aprobadas por el órgano de gobierno el 24 de enero de 2019; sin embargo, como hechos posteriores, se verificó que mediante el Acuerdo A/026/2020 emitido el 12 de agosto de 2020, se determinó retirar la solicitud de publicación en el DOF, y se instruyó a la Unidad de Electricidad examinarlas nuevamente, a fin de valorar la procedencia de las mismas y su viabilidad técnica, situación que evidenció la falta de mecanismos de planeación de la CRE para programar la elaboración y actualización de los instrumentos regulatorios para asegurar la operación eficiente del mercado eléctrico y lograr el fortalecimiento del Sistema de Mejora Regulatoria.

Las dos regulaciones que ya habían sido aprobadas y que el Órgano de Gobierno de la CRE determinó cancelar su publicación, se relacionan con dos aspectos: a) los derechos y obligaciones de los Suministradores y de los usuarios finales no participantes del mercado que cuenten con un contrato de suministro; y b) con las reglas de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución. Estas dos regulaciones son necesarias para dar cumplimiento al artículo 4 de la Ley de la Industria Eléctrica, que establece que “La generación y comercialización de energía eléctrica son servicios que se prestan en un régimen de libre competencia”. Al respecto, la citada Ley señala que, “son consideradas obligaciones de servicio público universal las siguientes: I. Otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios”.

Lo anterior evidenció que la CRE no cumplió con la atribución conferida en el artículo 27 de la Ley de la Industria Eléctrica, que establece: “Las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica que expida la CRE tendrán por objeto determinar los derechos y obligaciones del prestador del servicio y del usuario, para lo cual deberán contener, como mínimo: (...) III. Los criterios, requisitos y publicidad de información para ofrecer el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio”.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la CRE remitió el oficio núm. UA-500/104407/2020 del 18 de diciembre de 2020, con el que documentó la elaboración del dictamen correspondiente a las resoluciones que fueron dadas de baja para su publicación en el DOF. Además, precisó que de conformidad con la metodología de planeación; los procedimientos para la elaboración, seguimiento, modificación y actualización del Programa Regulatorio; el mapeo de la totalidad de los procesos involucrados; la secuencia de las acciones de las unidades administrativas; los plazos de respuesta interna y las etapas aplicables para su ejecución, se prevé un tiempo mínimo de 18 meses para la emisión de la normativa en materia de electricidad, razones por las que la CRE consideró pertinente incluirla hasta el Programa Regulatorio 2022, a efecto de que cuenten con las condiciones técnicas, legales y administrativas adecuadas para su emisión.

Por lo que corresponde a las 17 regulaciones restantes, se constató que, en 2019, 4 de los proyectos (22.2%) se encontraron en proceso de consulta pública y reuniones realizadas por la CONAMER; 4 (22.2%) contaron con una versión avanzada del proyecto, 3 (16.7%) se ubicaron en proceso de revisión por parte de la Unidad de Electricidad de la CRE; 1 (5.6%) se realizó una versión simplificada del proyecto; 3 (16.7%) se encontraron en proceso de ajustes por parte de las unidades responsables; 2 (11.1%) tuvieron modificaciones en el alcance del proyecto, y 1 (5.6%) fue dado de baja debido a que el tema ya había sido atendido con otro acuerdo.

En consecuencia de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la CRE señaló que la Secretaría Ejecutiva, por medio del oficio SE-300/23438/2020 del 22 de junio de 2020, solicitó a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el ajuste al Programa de Mejora Regulatoria 2019-2020 de la CRE, sobre 24 instrumentos regulatorios que habían sido inscritos para concluirse en dicho periodo, en el que además se manifestó que la entidad

evaluaba la posibilidad de dar de baja, sustituir por una acción de mejora regulatoria o realizar una simplificación de trámites, toda vez que la fecha límite para su conclusión, emisión y publicación en el DOF era hasta el 27 de noviembre de 2020. Al respecto, la CONAMER señaló que, de los 24 instrumentos inscritos, 10 correspondían a acciones de simplificación de trámites y 14 a propuestas regulatorias que constituyen mejoras al marco regulatorio, en las que señala las características técnicas que impiden cumplir con su publicación entre las que destaca los retrasos en la aprobación del Programa Regulatorio por parte del Órgano de Gobierno de la CRE.

Asimismo, mediante el oficio núm. UA-500/104407/2020 del 18 de diciembre de 2020, la CRE señaló que del análisis del desempeño de los Programas Regulatorios, se detectaron diversos factores que influyeron en la disminución del porcentaje de cumplimiento, entre los cuales destaca: a) una baja eficiencia en la planeación de instrumentos regulatorios; b) los constantes cambios estructurales que sufrió la CRE; c) los clausulados de los acuerdos aprobatorios de los programas regulatorios, en los cuales se establecía que aquellos instrumentos que no se hubiesen terminado en el año en el cual fueron planeados, pasarían de manera automática al programa del año siguiente, razón por la cual la Unidad de Electricidad aprobó en septiembre de 2020 el documento denominado “Procedimiento para la elaboración, seguimiento y actualización de los Programas Regulatorios”, por medio del cual se asegura que la unidad responsable pueda elaborar un diagnóstico de las necesidades de los sectores regulados; d) la inclusión de instrumentos regulatorios de programas anteriores, y e) los solicitados directamente por el Órgano de Gobierno, así como los que deriven de una obligación directa establecida en la Ley. Asimismo, se prevé un seguimiento mensual del avance de los instrumentos regulatorios, así como la elaboración de un expediente de diagnóstico que integre la evidencia necesaria para realizar un cambio de fecha, baja de un instrumento o su cancelación. No obstante, es necesario que la CRE implemente, con base en el análisis realizado, mecanismos de control que le permitan cumplir con los plazos de los programas regulatorios anuales subsecuentes, por lo que la observación se mantiene.

Respecto de la clasificación de los instrumentos regulatorios, se observó que de las 25 disposiciones normativas programadas, 4 (16.0%) se dirigían a regular los sistemas de medición; 2 (8.0%) los contratos, convenios y el monto de las aportaciones de éstos; 5 (20.0%) la operación del Sistema Eléctrico Nacional; 2 (8.0%) la emisión y cuantificación de los certificados de energías limpias; 7 (28.0%) las tarifas para las actividades de transmisión, distribución y suministro de energía eléctrica; 1 (4.0%) la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento en la adquisición de potencia mediante contratos de cobertura eléctrica; 1 (4.0%) la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, y 3 (12.0%) la expansión de la infraestructura de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de energía eléctrica.

2019-0-45100-07-1383-07-001 Recomendación

Para que la **Comisión Reguladora de Energía** implemente mecanismos de control que le permitan cumplir con los plazos del Programa Regulatorio Anual de ejercicios subsecuentes,

en términos de la actualización de la regulación existente para asegurar su operatividad ante la evolución del mercado de eléctrico, fundamentados en los análisis de costo-beneficio de la regulación ex-ante y ex-post, a fin de emitir las regulaciones de manera oportuna y lograr el fortalecimiento del Sistema de Mejora Regulatoria; propiciar un mercado eléctrico eficiente; generar y comercializar energía eléctrica en un régimen de libre competencia; otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, así como para determinar los derechos y obligaciones del prestador del servicio y del usuario, en concordancia con lo dispuesto en los artículos 134, párrafo primero, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracciones I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 22, fracción II, de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 4, fracción I, 12, fracción XXXVII, y 27, fracción III, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de los resultados del análisis y las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

3. Permisos en materia de electricidad

La Comisión Reguladora de Energía (CRE) es el órgano encargado de regular las actividades permisionadas en materia de electricidad por medio del otorgamiento de permisos, los cuales son autorizados por la misma Comisión para las actividades de generación de electricidad; los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica; la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público, y la comercialización de electricidad.

A partir de la implementación de la Reforma Energética, el modelo de la industria eléctrica transitó de un esquema cerrado en el que únicamente se otorgaban permisos para la generación de energía eléctrica bajo las modalidades que se encontraban previstas en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE)^{11/} a un modelo de la industria eléctrica de acceso abierto, por medio del cual se le otorgaron facultades a la CRE para otorgar permisos de generación y suministro de energía eléctrica bajo las nuevas condiciones establecidas en la Ley de la Industria Eléctrica vigente.

En 2019, la CRE recibió un total de 574 solicitudes relacionadas con los permisos en materia de electricidad, como se presenta en el cuadro siguiente:

^{11/} La Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) abrogada el 11 de agosto de 2014, establecía que la CRE podía emitir permisos para la generación de electricidad bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, importación, exportación, usos propios continuos, producción independiente de energía y pequeña producción.

SOLICITUDES PRESENTADAS Y ATENDIDAS POR LA CRE EN 2019

(Número de solicitudes)

| Modalidad | Otorgamiento | Modificación | Transferencia | Revocación | Terminación | Total |
|---|--------------|--------------|---------------|-----------------|-------------|--------------|
| Actividades de generación de energía eléctrica | | | | | | |
| Solicitudes presentadas | 176 | 264 | 14 | n.c. | 70 | 524 |
| Solicitudes atendidas | 94 | 148 | 12 | 14 | 45 | 313 |
| Porcentaje de atención | 53.4 | 56.1 | 85.7 | n.a. | 64.3 | 59.7 |
| Actividades de suministro de energía eléctrica | | | | | | |
| Solicitudes presentadas | 7 | 37 | 0 | 1 ^{1/} | 2 | 47 |
| Solicitudes atendidas | 7 | 36 | 0 | 0 | 2 | 45 |
| Porcentaje de atención | 100.0 | 97.3 | n.a. | (100.0) | 100.0 | 95.7 |
| Otras actividades^{2/} | | | | | | |
| Solicitudes presentadas | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 |
| Solicitudes atendidas | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 |
| Porcentaje de atención | 100.0 | n.a. | n.a. | n.a. | 100.0 | 100.0 |
| Total de solicitudes recibidas | 184 | 301 | 14 | 1 | 74 | 574 |
| Total de solicitudes atendidas | 102 | 184 | 12 | 14 | 49 | 361 |
| Porcentaje de cumplimiento | 55.4 | 61.1 | 85.7 | n.a. | 66.2 | 62.9 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020; UA-500/91112/2020 y UA-500/104407/2020, del 12 y 26 de octubre y 18 de diciembre de 2020, respectivamente.

1/ Corresponde a una solicitud presentada por la Unidad de Electricidad para la revocación de un permiso por incumplimiento del permisionario.

2/ Se refiere a la autorización para importar y exportar electricidad.

n.c. No se contabilizan debido a que los permisionarios no realizan solicitudes de revocación, éstas se realizan por la Unidad de Electricidad derivadas del incumplimiento de alguna de las obligaciones contenidas en los permisos.

En 2019, la CRE atendió 361 de 574 solicitudes presentadas por los permisionarios (524 para generación de electricidad, 47 para suministro y 3 para otras actividades, como son la importación de energía y el otorgamiento de autorizaciones para importar o exportar electricidad), lo que significó un cumplimiento del 62.9%.

El porcentaje de atención para generación y suministro fue de 59.7% y 95.7%, respectivamente; mientras que para la realización de otras actividades atendió el 100.0% de las solicitudes presentadas.

Cabe señalar que las 361 solicitudes atendidas por la CRE en materia de electricidad, en 2019, incluyen tanto la atención de solicitudes que derivaron en el otorgamiento de un permiso, como la atención de las solicitudes presentadas por los permisionarios para la modificación y/o transferencia de un permiso, así como las que fueron desechadas por no cumplir con los requisitos establecidos y las desistidas por parte de los solicitantes.

El detalle de las 361 solicitudes atendidas por la CRE en materia de electricidad, en 2019, se presenta en el cuadro siguiente:

SOLICITUDES ATENDIDAS POR LA CRE EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, 2019
(Número)

| Modalidad | Solicitudes | | | | | Total |
|--|-----------------|------------------|---------------|------------|-------------|------------|
| | Otorgamiento | Modificación | Transferencia | Revocación | Terminación | |
| Consolidado | 102 | 184 | 12 | 14 | 49 | 361 |
| Actividades de generación de energía eléctrica | | | | | | |
| Total | 94 | 148 | 12 | 14 | 45 | 313 |
| Resueltas favorablemente | 56 | 118 | 12 | 14 | 45 | 245 |
| Revocadas | 22 | 30 ^{1/} | 0 | 0 | 0 | 52 |
| Desistidas | 16 | 0 | 0 | 0 | 0 | 16 |
| Actividades de suministro de energía eléctrica | | | | | | |
| Resueltas favorablemente | 7 ^{2/} | 36 | 0 | 0 | 2 | 45 |
| Otras actividades | | | | | | |
| Resueltas favorablemente | 1 | 0 | 0 | 0 | 2 | 3 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020, UA-500/91112/2020 y UA-500/104407/2020, del 12 y 26 de octubre y 18 de diciembre de 2020, respectivamente.

^{1/} Integra solicitudes desechadas y desistidas.

^{2/} Incluye 6 permisos para suministro calificado y 1 para suministro de último recurso.

En 2019, de las 361 solicitudes atendidas, 102 (28.2%) correspondieron a la emisión de un permiso, 184 (51.0%) fueron modificaciones; 12 (3.3%) autorizaciones para transferencia; 14 (3.9%) revocaciones, y 49 (13.6%) fueron terminaciones de permiso.

De las 361 solicitudes atendidas, 313 se relacionan con la generación de electricidad; 12.5% (45) con actividades de suministro, y 0.8% (3) con otras actividades. De las 313 solicitudes atendidas, 94 (30.0%) se refieren al otorgamiento de permisos; 148 modificaciones; 12 transferencias; 14 revocaciones, y 45 terminaciones. Respecto de los 94, la CRE resolvió favorablemente 56 (59.6%); 22 (23.4%) fueron revocados y 16 (17.0%) se desistieron. De los 56 permisos, 44 privilegiaron el uso de energías limpias y el resto (12 permisos) fueron para generar fuentes de electricidad convencionales, como se observa en el cuadro siguiente:

PERMISOS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA OTORGADOS POR TIPO DE TECNOLOGÍA, 2019
(Número de permisos/Energético primario)

| Tipo de energía | Energético primario | Núm. de permisos | Participación (%) |
|---------------------------------------|----------------------|------------------|-------------------|
| Energías convencionales | | 12 | 21.4 |
| Combustión interna | Gas natural y diésel | 6 | 50.0 |
| Motogenerador | Gas natural | 2 | 16.7 |
| Motogenerador y turbina de vapor | Gas metano | 1 | 8.3 |
| Turbina de gas | Gas natural | 2 | 16.7 |
| Turbina de vapor y combustión Interna | Biomasa y diésel | 1 | 8.3 |
| Energías limpias | | 44 | 78.6 |
| Eoloeléctrica | Viento | 9 | 20.5 |
| Fotovoltaica | Sol | 31 | 70.5 |
| Turbina de vapor | Vapor | 2 | 4.5 |
| Turbina hidráulica | Agua | 2 | 4.5 |
| Total | | 56 | 100.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020 y UA-500/91112/2020 del 12 y 26 de octubre de 2020, respectivamente.

En 2019, de los 56 permisos otorgados por la CRE para la generación de energía eléctrica, 12 (21.4%) fueron con fuentes convencionales y 44 (78.6%) con tecnologías limpias, por lo que el porcentaje de atención respecto de las 176 solicitudes recibidas para el otorgamiento de un permiso en la materia fue del 31.8%.

El análisis de los permisos, así como de la capacidad autorizada y acumulada para la generación de energía eléctrica del periodo 2000-2019, se presenta en el cuadro siguiente:

CAPACIDAD ACUMULADA DERIVADA DEL OTORGAMIENTO DE PERMISOS PARA LA GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2000-2019

| Año | Permisos otorgados | Capacidad autorizada (MW) | Capacidad acumulada (MW) | Variación (%) ^{1/} |
|--|--------------------|---------------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) | | | | |
| 2000 | 19 | 3,188.9 | 9,593.2 | n.a. |
| 2001 | 10 | 2,181.0 | 11,774.2 | 22.7 |
| 2002 | 9 | 2,077.6 | 13,851.8 | 17.6 |
| 2003 | 8 | 1,278.6 | 15,130.4 | 9.2 |
| 2004 | 13 | 2,466.2 | 17,596.6 | 16.3 |
| 2005 | 66 | 423.8 | 18,020.4 | 2.4 |
| 2006 | 35 | 454.4 | 18,474.8 | 2.5 |
| 2007 | 47 | 1,900.1 | 20,374.9 | 10.3 |
| 2008 | 25 | 409.9 | 20,784.8 | 2.0 |
| 2009 | 16 | 779.3 | 21,564.1 | 3.7 |
| 2010 | 27 | 1,621.2 | 23,185.3 | 7.5 |
| 2011 | 28 | 1,558.2 | 24,743.5 | 6.7 |
| 2012 | 34 | 1,140.1 | 25,883.6 | 4.6 |
| 2013 | 79 | 3,137.0 | 29,020.6 | 12.1 |
| Total | 416 | 22,616.3 | n.a. | n.a. |
| Ley de la Industria Eléctrica (LIE) | | | | |
| 2014 | 90 | 3,083.3 | 32,103.9 | 10.6 |
| 2015 | 308 | 53,033.2 | 86,108.0 | 168.2 |
| 2016 | 99 | 7,818.2 | 93,926.2 | 9.1 |
| 2017 | 75 | 13,186.5 | 107,112.7 | 14.0 |
| 2018 | 102 | 15,683.7 | 122,796.4 | 14.6 |
| 2019 | 56 | 7,649.8 | 130,446.2 | 6.2 |
| Total | 730 | 100,454.7 | n.a. | n.a. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020 y UA-500/91112/2020 del 12 y 26 de octubre de 2020, respectivamente.

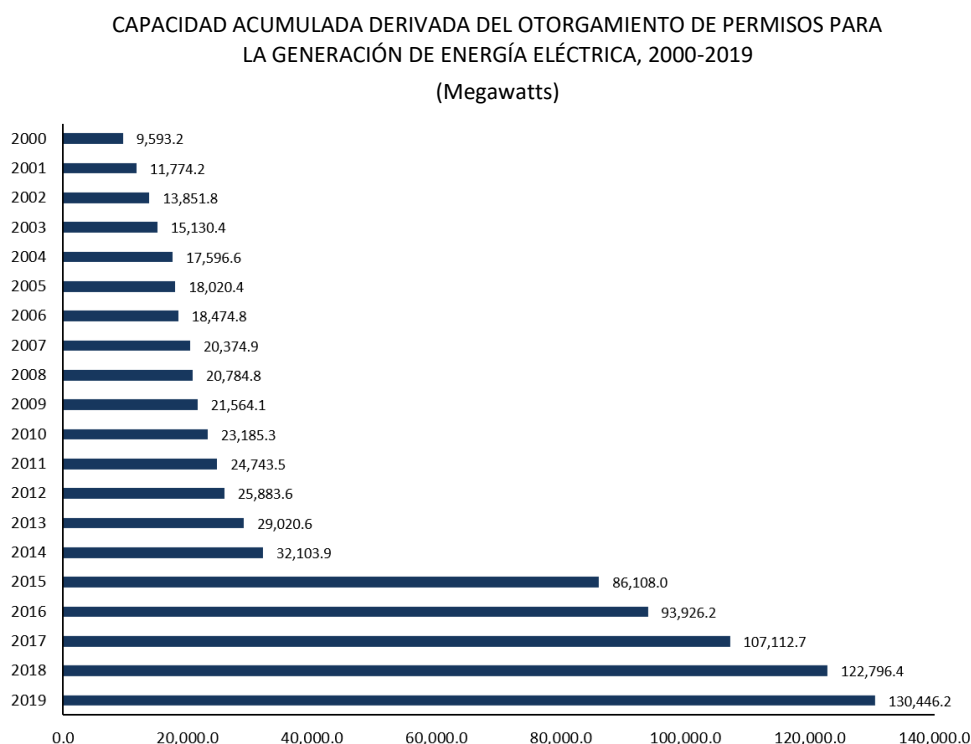
^{1/} La variación se realizó respecto de la columna de capacidad acumulada y la diferencia porcentual existente entre cada año.

n.a. No aplicable.

En el periodo 2000-2013, de acuerdo con las condiciones de mercado establecidas en la LSPEE, la CRE otorgó un total de 416 permisos para la generación de energía eléctrica, las cuales sumaron 22,616.3 MW a la capacidad acumulada de 29,020.6 MW. A partir de 2014 y hasta 2019, se otorgaron 730 permisos, cifra que representó un incremento en los últimos 6 años de 75.5%, en relación con los 14 años anteriores a la entrada en operación del nuevo esquema abierto del mercado eléctrico. Asimismo, se observó que la capacidad autorizada en este periodo sumó un total de 100,454.7 MW, lo que significó que de 2014 a 2019, ésta creció

148.1%, respecto de la capacidad autorizada en el periodo 2000-2013 de 22,616.3 MW. En 2019, los 56 permisos ampararon una capacidad autorizada de 7,649.8 MW para generar un estimado de 25,239.6 Gigawatts-año (GW/Año) de electricidad.

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



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020 y UA-500/91112/2020 del 12 y 26 de octubre de 2020, respectivamente.

Se observó que en el periodo 2000-2019, la capacidad acumulada derivada del otorgamiento de permisos para la generación de energía eléctrica se incrementó 13.6 veces, al pasar de 9,593.2 MW a 130,446.2 MW, situación que se debió principalmente, al cambio en el esquema de operación del mercado eléctrico y la transición de un sistema cerrado a uno de acceso abierto.

Asimismo, se constató que, con la publicación de las nuevas condiciones para el otorgamiento de permisos establecidas en la LIE y la apertura del mercado a los privados, el incremento de la capacidad fue mayor, ya que de 2014 a 2015 ésta aumentó de 32,103.9 MW a 86,108.0 MW, lo que representó un 168.2% de crecimiento.

Por lo que corresponde al suministro de energía eléctrica, en 2019, la CRE otorgó 7 permisos, los cuales sumaron 69 permisos vigentes, que participaron en el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) con un total de 310,474,474.7 Megawatts-hora (MWh), como se muestra en el cuadro siguiente:

ENERGÍA ELÉCTRICA SUMINISTRADA EN EL MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO
CON LOS PERMISOS QUE SE ENCONTRARON VIGENTES EN 2019

| Modalidad | Permisos otorgados | Permisos vigentes | Energía eléctrica suministrada en el MECP (MW/hora) | Participación (%) |
|------------------------------|--------------------|-------------------|---|-------------------|
| Total | 7 | 69 | 310,474,474.7 | 100.0 |
| Suministro básico | 0 | 5 | 263,751,795.9 | 85.0 |
| Suministro calificado | 6 | 61 | 2,180,817.8 | 0.7 |
| Suministro de último recurso | 1 | 3 | 44,541,861.0 | 14.3 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CRE mediante los oficios núm. UA-500/89374/2020 y UA-500/91112/2020 del 12 y 26 de octubre de 2020, respectivamente; así como con la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

En 2019, de los 7 permisos otorgados para el suministro de energía eléctrica, 6 (85.7%) fueron bajo la modalidad de suministro calificado y 1 (14.3%) de suministro de último recurso, con los que sumaron un total de 69 permisos vigentes en ese año con los que se suministró al MECP un total de 310,474,474.7 MWh de los cuales el 85.0% (263,751,795.9 MWh) correspondió a actividades de suministro básico; 0.7% (2,180,817.8 MWh) a suministro calificado y 14.3% (44,541,861.0 MWh) a suministro de último recurso, como se detalla de manera más precisa en el resultado núm. 5 “Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”.

2019-0-45100-07-1383-07-002 **Recomendación**

Para que la **Comisión Reguladora de Energía** implemente mecanismos de control que permitan resolver el total de solicitudes que se presentan en el año, a fin de fomentar el desarrollo eficiente de la industria y promover la competencia en el sector para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

4. Operación del Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) es un mercado operado por el CENACE en el que los participantes que suscriben con ese organismo el contrato respectivo, en la modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado, podrán realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, servicios conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias y los demás productos que se requieren para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional.^{12/}

El análisis de este resultado se realizó en los tres apartados siguientes: a) Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista; b) Tipos de mercado, y c) Cobros realizados a los participantes del MEM por el uso de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

a) Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista

El 15 de julio de 2016, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Manual del Registro y Acreditación de Participantes del Mercado, el cual establece los procedimientos, reglas e instrucciones que deberán seguir los interesados para registrarse como participantes del mercado y ser acreditados por el CENACE para realizar operaciones en el MEM. Las Bases del Mercado Eléctrico establecen que, para participar en el MEM, se podrán suscribir contratos con el CENACE, en las modalidades siguientes:

- Generador: representa una o más centrales eléctricas en el MEM, y en el caso del Generador de Intermediación, representa en ese mercado a las centrales eléctricas y a los centros de carga incluidos en los Contratos de Interconexión Legados.^{13/}
- 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.

^{12/} Bases del Mercado Eléctrico, Secretaría de Energía, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015.

^{13/} 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, pág. 4.

- **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 con el procedimiento de registro y acreditación que incluye las etapas de: pre-registro, registro y suscripción del contrato,^{14/} así como pagar la cuota de registro, para que el CENACE sufrague los costos administrativos de procesar la solicitud de registro de participante del mercado.

En el Acuerdo A/075/2015, de la Comisión Reguladora de Energía, publicado el 31 de diciembre de 2015 en el DOF, se expidieron las tarifas de operación del CENACE para el año 2016, en el que se establece el monto aplicable a la cuota de registro, como se presenta a continuación:

CUOTA DE REGISTRO, VIGENTE EN 2019

| Cuota (pesos) | Periodicidad del cobro | Concepto |
|---------------|------------------------|--|
| 30,000.0 | Único | Por la obtención del registro a nuevos participantes |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

Con relación a lo anterior, el CENACE cuenta con un sitio Web denominado “Sistema de Registro de Participantes del Mercado (SIRE)”, en el que se pueden realizar los procesos de pre-registro y registro, y al cumplir con los requerimientos establecidos, el interesado califica para la formalización del contrato como un participante del mercado.

De 2016 a 2019, el CENACE formalizó 168 contratos con interesados en participar en el MEM, como se muestra a continuación:

^{14/} Una vez suscrito el contrato, se consideran como etapas complementarias la de “Registro de Activos y Acreditación”. Mediante el correo electrónico del 24 de noviembre de 2020, el CENACE señaló que “Todos los participantes del mercado con un contrato suscrito cuentan con términos y condiciones para la continuación de las etapas complementarias del proceso de registro. Entre los lineamientos que los propios contratos establecen para garantizar la continuidad del proceso, se encuentra la obligación de los participantes para continuar con las etapas subsecuentes del proceso de registro en un plazo máximo de un año. Por lo anterior, aquellos participantes que permanecen activos ante los requisitos complementarios del proceso se convierten en contratos potenciales de terminación”.

CONTRATOS FORMALIZADOS POR LOS PARTICIPANTES DEL MEM CON EL CENACE, 2016-2019

| Modalidad | Contratos formalizados ^{1/} | Participantes que realizan actividades en el MEM | Ingresos obtenidos por el CENACE por el cobro de registro de participante del mercado ^{2/} (miles de pesos) |
|---|--------------------------------------|--|---|
| Total | 168 ^{3/} | 106 | 5,040.0 |
| Generador | 93 | 72 | 2,790.0 |
| Generador de Intermediación | 1 | 1 | 30.0 |
| Suministrador de Servicios Calificados | 50 | 23 | 1,500.0 |
| Suministrador de Servicios Básicos | 2 | 1 | 60.0 |
| Suministrador de Último Recurso | 2 | 0 | 60.0 |
| Comercializador no Suministrador | 19 | 9 | 570.0 |
| Usuario Calificado Participante del Mercado | 1 | 0 | 30.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y los correos electrónicos del 18 y 24 de noviembre de 2020.

- ^{1/} No incluye dos convenios formalizados por el CENACE con CFE Distribución y CFE Transmisión, debido a que no son participantes del mercado.
- ^{2/} Se multiplicó la tarifa de la cuota de registro, establecida por la CRE de 30,000.0 pesos, por el total de contratos formalizados.
- ^{3/} No incluye 6 contratos reportados en el "Informe Anual de Autoevaluación de la Gestión, Segundo semestre 2019", debido a que los interesados no completaron el proceso de Registro y Acreditación de Activos, por lo que no fueron contratos terminados.

De 2016 a 2019, el CENACE formalizó 168 contratos para participar en el MEM en sus diferentes modalidades, que le generaron ingresos por conceptos de costos administrativos por 5,040.0 miles de pesos. Al respecto, se identificó que, de los 168 participantes con contrato vigente, 93 están en la modalidad de Generador; uno como Generador de Intermediación; 50 como Suministrador de Servicios Calificados; 2 Suministradores de Servicios Básicos; 2 Suministradores de Último Recurso; 19 Comercializadores no Suministradores, y un Usuario Calificado Participante del Mercado. Asimismo, se identificó que, de los 168 participantes del mercado, el 63.1% (106 participantes) realizan actividades en el MEM.

Respecto del total de participantes en el periodo 2016-2019, los resultados se muestran a continuación:

CONTRATOS FORMALIZADOS POR LOS PARTICIPANTES DEL MEM CON EL CENACE, 2016-2019

| Modalidad | Contratos formalizados ^{1/} | | | | Variación | |
|---|--------------------------------------|------|------|------|-----------|------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | Absoluta | Porcentual |
| Total | 16 | 71 | 141 | 168 | 152 | 950.0 |
| Generador | 7 | 33 | 76 | 93 | 86 | 1,228.6 |
| Generador de Intermediación | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0.0 |
| Suministrador de Servicios Calificados | 6 | 25 | 43 | 50 | 44 | 733.3 |
| Suministrador de Servicios Básicos | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 100.0 |
| Suministrador de Último Recurso | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | n.a. |
| Comercializador no Suministrador | 0 | 9 | 17 | 19 | 19 | n.a. |
| Usuario Calificado Participante del Mercado | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y los correos electrónicos del 18 y 24 de noviembre de 2020.

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

n.a. No aplicable.

Con base en la información reportada por el CENACE en el “Informe de Autoevaluación de la Gestión, Segundo Semestre de 2019”, así como los contratos proporcionados por la Unidad de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista del CENACE, se identificó que, a cuatro años de la entrada en operación del MEM, el número de participantes del mercado aumentó en 152 nuevos participantes, al pasar de 16 en 2016 a 168 con contrato en 2019, a fin de realizar transacciones de compraventa de los productos del MEM.

b) Tipos de mercado

En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que el MEM se integra por los cuatro tipos de mercado siguientes: a) Mercado de Energía de Corto Plazo, que a su vez se compone por un Mercado del Día en Adelanto, un Mercado de una Hora en Adelanto^{15/} y un Mercado en Tiempo Real; b) Mercado para el Balance de Potencia; c) Mercado de Certificados de Energías Limpias, y d) Mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión. Adicionalmente, se establece que el CENACE operará subastas para asignar contratos de Cobertura Eléctrica de mediano y largo plazo.

^{15/} En las Bases del Mercado Eléctrico, se establece que “la Operación del mercado de SEGUNDA ETAPA” se realizaría “Entre 2017 y 2018, de acuerdo con el componente específico”; sin embargo, a 2019 no había operado, debido a que se requiere desarrollar nuevas funciones a los modelos y sistemas del MEM; además, de que “la nueva política energética del Gobierno Federal no ha considerado como un tema prioritario la implementación de este mercado”.

En análisis de cada uno de los tipos de mercado, se presenta a continuación:

➤ Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP)

El MECP se integra por un Mercado del Día en Adelanto, un Mercado de una Hora en Adelanto y un Mercado en Tiempo Real, en el que se realizan transacciones de compra-venta de energía y servicios conexos, basados en Precios Marginales Locales (PML) de energía.^{16/}

En 2019, en el MECP se ofertaron 337,682,024.3 MWh de energía eléctrica y servicios conexos, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 384,815,693.6 mdp, como se presenta en el resultado 5 “Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”. Al respecto, los precios promedios marginales locales, fueron los siguientes:

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL MECP, 2019^{1/}
(Pesos/Megawatt-hora)

| Sistema Interconectado | Precio Promedio Marginal Local (Pesos/MWh) | |
|---|--|------------------------------|
| | Mercado de Día en Adelanto (MDA) | Mercado en Tiempo Real (MTR) |
| Sistema Interconectado Nacional (SIN) | 1,295.6 | 1,323.3 |
| Sistema Interconectado de Baja California (BCA) | 724.0 | 628.9 |
| Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS) | 3,151.1 | 3,444.1 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

^{1/} Se refiere al promedio del PML, obtenido en cada sistema interconectado.

En el MEM, los PML se determinan a partir de la solución de un problema de Despacho Económico de Generación, 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.

^{16/} 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 congestión 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.

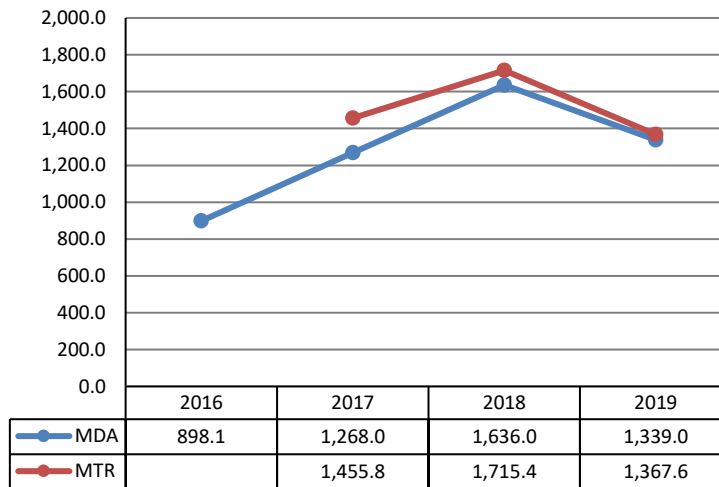
En 2019, el promedio del PML de la energía en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fue de 1,295.6 pesos/MWh en el Mercado de Día en Adelanto (MDA) y de 1,323.3 pesos/MWh en el Mercado en Tiempo Real (MTR). En el Sistema Interconectado de Baja California, el promedio del PML de la energía fue de 724.0 pesos/MWh en el MDA y de 628.9 pesos/MWh en el MTR. Respecto del Sistema Interconectado de Baja California Sur, el promedio del PML de la energía fue de 3,151.1 pesos/MWh en el MDA y de 3,444.1 pesos/MWh en el MTR.

Al respecto, en el “Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2019”, el Monitor Independiente del Mercado denominado ESTA International 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 a 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”.^{17/}

^{17/} “Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2019”, Monitor Independiente del Mercado ESTA International LLC, S.A. de C.V., pág. 220.

El promedio del PML respecto del periodo 2016-2019, por sistema interconectado se muestra a continuación:

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL, 2016-2019
(Pesos/MWh)^{1/}



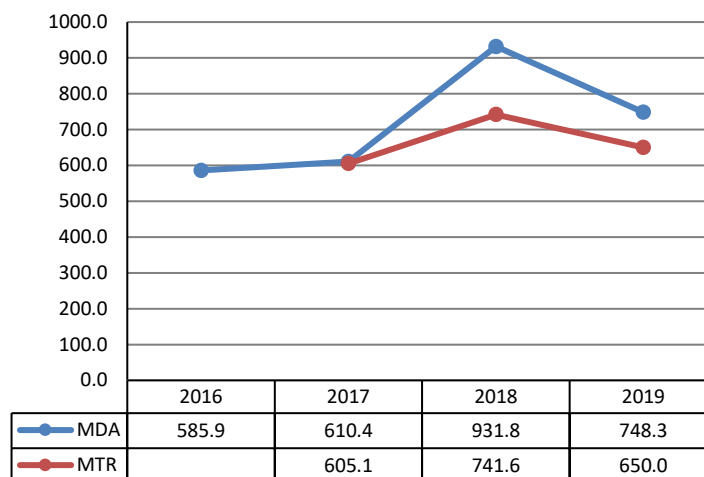
FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

^{1/} Las cifras se actualizaron a precios de 2019, con base en el factor implícito del PIB del Centro de Estudios de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

De 2016 a 2018 el promedio del PML del MDA se incrementó 82.2%; de 2018 a 2019 éste decreció 18.2%, al pasar de 1,636.0 pesos/MWh a 1,339.0 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 17.8%; de 2018 a 2019 éste disminuyó 20.3%, al pasar de 1,715.4 pesos/MWh a 1,367.6 pesos/MWh.

El promedio del PML respecto del periodo 2016-2019, del Sistema Interconectado de Baja California (BCA) se muestra a continuación:

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO BAJA CALIFORNIA, 2016-2019
(Pesos/MWh)^{1/}



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

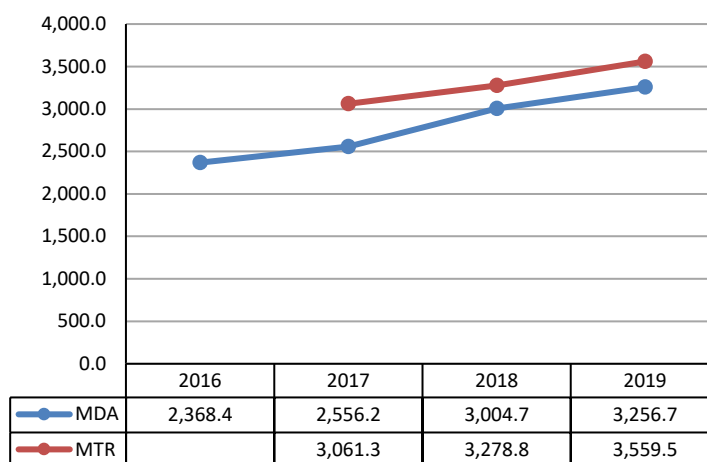
^{1/} Las cifras se actualizaron a precios de 2019, con base en el factor implícito del PIB del Centro de Estudios de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

De 2016 a 2018 el promedio del PML del MDA se incrementó 59.0%; de 2018 a 2019 éste decreció 19.7%, al pasar de 931.8 pesos/MWh a 748.3 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 22.6%; de 2018 a 2019 éste disminuyó 12.4%, al pasar de 741.6 pesos/MWh a 650.0 pesos/MWh.

El promedio del PML respecto del periodo 2016-2019, del Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS) se muestra a continuación:

PRECIO PROMEDIO MARGINAL LOCAL EN EL SISTEMA INTERCONECTADO DE BAJA CALIFORNIA SUR, 2016-2019

(Pesos/MWh)^{1/}



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y el correo electrónico del 18 de noviembre de 2020.

^{1/} Las cifras se actualizaron a precios de 2019, con base en el factor implícito del PIB del Centro de Estudios de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

De 2016 a 2019, el promedio del PML del MDA se incrementó 37.5%, al pasar de 2,368.4 pesos/MWh a 3,256.7 pesos/MWh, el PML más elevado de todo el periodo. Asimismo, se identificó que, de 2017 a 2019, el promedio del PML en el MTR aumentó 16.3%, al pasar de 3,061.3 pesos/MWh a 3,559.5 pesos/MWh, el PML más elevado de todo el periodo.

De acuerdo con el CENACE, en los tres sistemas, la volatilidad en los PML se debió a múltiples factores, entre los que destacan los siguientes: “costos de combustibles; disponibilidad y distribución de la generación renovable de bajo costo; 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, así como a la indisponibilidad de generación por mantenimiento, fallas o degradación”.

En el análisis de los promedios de los PML del SIN, BCA y BCS, en el MDA y MTR se identificó que existe cierta volatilidad en los precios en cada uno de los sistemas interconectados, al respecto, la Subdirección de Operación del MEM, adscrita a la Dirección de Administración del MEM del CENACE señaló que “actualmente no existe una referencia normativa para evaluar la estabilidad de los PML del MEM”.

Respecto del Mercado de una Hora en Adelanto, que es 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, de acuerdo con las bases, se tuvo que realizar entre 2017 y 2018; sin embargo, de conformidad con la información proporcionada por la Subdirección de Operación, adscrita a la Dirección de Operación y Planeación del Sistema del CENACE, dicho mercado no ha entrado en operación debido a que se requiere desarrollar nuevas funciones a los modelos y sistemas del MEM; además, de que “la nueva política energética del Gobierno Federal no ha considerado como un tema prioritario la implementación de este mercado”.

➤ Mercado para el Balance de Potencia (MBP)

El Mercado para el Balance de Potencia es un mercado ex post 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 Comisión Reguladora de Energía (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 2019, en la Zona de Potencia SIN se adquirieron 1,614.2 MW-año de Potencia eficiente, a fin de atender la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad, para disminuir la incidencia de apagones, lo cual representó un avance respecto de lo observado en 2018, donde se identificó un incumplimiento de la obligación neta de Potencia por 941.61 MW-año. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, en 2018 y 2019, 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, lo cual representa un riesgo para la operación eficiente del MEM. Los resultados específicos de dicho mercado se presentan en el Resultado número 5 “Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista”, de este informe.

➤ Mercado de Certificados de Energías Limpias

El Mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL) tiene por objeto permitir que las Entidades Responsables de Carga^{18/} satisfagan las obligaciones establecidas por la CRE para la adquisición de dichos certificados. Este mercado permite realizar transacciones entre Entidades Responsables de Carga 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. En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado

^{18/} Entidades responsables de carga: es cualquier representante de centros de carga.

debería de iniciar operaciones en 2018; sin embargo, se identificó que, a 2019, continuaba sin entrar en operación.

Al respecto, la Unidad de Planeación Operativa del CENACE señaló y documentó que la SENER solicitó suspender temporalmente las actividades relacionadas con el Mercado de Certificados de Energías Limpias.

➤ Mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

El Mercado de Subastas para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión tiene por objeto que los interesados puedan adquirir Derechos Financieros de Transmisión^{19/} y, en su caso, puedan utilizarlos para administrar los riesgos derivados de la congestión en el Sistema Eléctrico Nacional. En las Bases del Mercado Eléctrico, se estableció que dicho mercado debería de iniciar operaciones en el segundo semestre del 2017. Al respecto, se identificó que, en 2019, el CENACE inició las gestiones para llevar a cabo la operación del mercado; sin embargo, la Unidad de Planeación Operativa del CENACE señaló y documentó que la SENER solicitó suspender temporalmente las actividades relacionadas con este producto de mercado.

➤ 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”.

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.

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.

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

^{19/} Los Derechos Financieros de Transmisión otorgan a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen.

verificó que, a 2017, el CENACE había realizado tres subastas de largo plazo y una subasta de mediano plazo. Con base en los resultados, se observó que el precio promedio de la energía vendida en el mercado Spot fue de 1,181.0 pesos por Megawatt-hora (MWh), en tanto que el precio alcanzado en la subasta de largo plazo de 2017 del producto de energía eléctrica acumulable fue, en promedio, de 253.58 pesos por un MWh, permitiendo un ahorro de 927.2 pesos por cada MWh que se vende en el mercado Spot, por lo que la subasta de largo plazo que realizó el CENACE cumplió con su objetivo de permitir a los comercializadores suscribir contratos de cobertura eléctrica en forma competitiva y con precios estables para contribuir a satisfacer sus necesidades de energía eléctrica acumulable, a fin de reducir su exposición a la volatilidad de los precios de la electricidad en el largo plazo. Sin embargo, la Unidad de Planeación Operativa del CENACE señaló y documentó que, en 2018 y 2019, no se realizaron subastas de mediano y largo plazo, debido a que la SENER instruyó al CENACE de abstenerse de emitir convocatorias para Subastas de Mediano y Largo Plazo hasta nuevas instrucciones.

- c) Cobros realizados a los participantes del MEM por el uso de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución

En 2019, el CENACE contó con dos convenios vigentes^{20/} para garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, por parte de los participantes del mercado.

En la Base 17.5.2,^{21/} de las Bases del Mercado Eléctrico, emitidas por la Secretaría de Energía, el 8 de septiembre de 2015, se estableció que la Comisión Reguladora de Energía (CRE), es la encargada de determinar las tarifas reguladas para todos los servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista, como son las tarifas para el uso de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD).

En 2019, la CRE estableció las tarifas reguladas para todos los participantes del mercado, sin distinción por el uso de la RNT y por el tipo de tensión: a) ≥ 220 kilovoltios (kV) y b) ≤ 220 kV.

^{20/} 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 (...), y por otra parte la Comisión Federal de Electricidad en lo sucesivo "El Transportista" (...). Del 28 de marzo de 2016.

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 (...), y por otra parte la Comisión Federal de Electricidad en lo sucesivo "El Distribuidor" (...). Del 22 de junio de 2016.

^{21/} Base 17 Liquidación, facturación y pago, apartado 17.5 "Liquidaciones de servicios fuera del Mercado Eléctrico Mayorista", subapartado 17.5.2. Bases del Mercado Eléctrico emitidas por la Secretaría de Energía, el 8 de septiembre de 2015.

La tarifa única establecida por la CRE, a partir del 2018^{22/}, para el servicio de Distribución se define por los aspectos siguientes: a) Zona de distribución^{23/}; b) Domestico Baja Tensión hasta 150 KWh-mes (DB1); c) Domestico Baja Tensión mayor a 150 KWh-mes (DB2); d) Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 KW-mes (PDBT); e) Gran Demanda Baja Tensión mayor a 25 KW-mes (GDBT), y f) Gran Demanda en Media Tensión KW-mes (GDMT). En este sentido, la tarifa más baja establecida por la CRE fue la de la Zona de Baja California en “Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 KW-mes”, por 0.6549 KW-mes, en tanto que la más alta fue la establecida para Zona Centro Sur, “Gran Demanda Baja Tensión mayor a 25 KW-mes”, por 510.56 KW-mes.

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 que se aplican son enviadas al CENACE por el propio Distribuidor.

En 2019, el CENACE, por medio de la Subdirección de Finanzas, realizó el cobro a cada uno de los participantes del mercado por el uso de la RNT y las RGD, con base en las tarifas establecidas por la CRE, los resultados se presentan a continuación:

^{22/} 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”.

^{23/} Se establecieron las 16 Zonas de Distribución siguientes: 1) Baja California; 2) Bajío; 3) Centro Occidente; 4) Centro Oriente; 5) Centro Sur; 6) Golfo Centro; 7) Golfo Norte; 8) Jalisco; 9) Noroeste; 10) Norte; 11) Oriente; 12) Peninsular; 13) Sureste; 14) Valle de México Centro; 15) Valle de México Norte, y 16) Valle de México Sur.

COBROS REALIZADOS POR EL CENACE A LOS PARTICIPANTES DEL MEM POR EL USO DE LA RNT Y LA RGD, 2019
(Miles de Pesos)

| Concepto | Inyección (a) | Retiro (b) | Inyección y retiro (c)=(a)+(b) |
|------------------------|------------------|---------------|-----------------------------------|
| Total: | 20,946,865.1 | 156,758,111.3 | 177,704,976.4 |
| Cobro por transmisión | 20,946,865.1 | 46,802,615.1 | 67,749,480.2 |
| Cobro por distribución | n.a. | 109,955,496.2 | 109,955,496.2 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y los correos electrónicos del 18 y 19 de noviembre, y del 8 de diciembre de 2020.

n.a. No aplicable. 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: El CENACE como operador independiente del mercado proporcionó el cobro realizado a los participantes del MEM por el uso de la RNT y la RGD, en 2019, con base en los importes obtenidos correspondientes a la reliquidación máxima disponible al 11 de noviembre de 2020. Adicionalmente, señaló que la información proporcionada es dinámica y se actualiza, de conformidad con el proceso de Re-liquidaciones establecido en el Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos.

En 2019, el centro cobró a los participantes del mercado 67,749,480.2 miles de pesos (mdp) por el uso de la RNT y 109,955,496.2 mdp por las RGD, que generaron ingresos para la CFE por 177,704,976.4 mdp.

En ese año, se verificó que el cobro por la RNT para la inyección representó el 30.9% (20,946,865.1 mdp) y para el retiro fue del 69.1% (46,802,615.1 mdp). En materia de distribución no se realizó un cargo por la inyección de energía a las RGD, ya que, a partir del 2018, y de acuerdo con lo establecido por la CRE, CFE Distribución dejó de aplicar esa tarifa, por lo que sólo se realizó el cobro de 109,955,496.2 mdp por el retiro.

En el periodo 2016-2019, los resultados se presentan a continuación:

COBROS REALIZADOS POR EL CENACE A LOS PARTICIPANTES DEL MEM POR EL USO DE LA RNT Y LA RGD 2016-2019
(Miles de Pesos)

| Concepto | Año | | | | Variación (%) |
|--------------------------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | |
| Total: | 150,145,423.5 | 176,548,254.5 | 168,093,528.6 | 177,704,976.4 | 18.4 |
| Cobro por transmisión ^{1/} | 48,218,859.0 | 58,000,540.7 | 63,035,445.7 | 67,749,480.2 | 40.5 |
| Cobro por distribución ^{2/} | 101,926,564.5 | 118,547,713.8 | 105,058,082.9 | 109,955,496.2 | 7.9 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y los correos electrónicos del 18 y 19 de noviembre de 2020.

Nota: El CENACE como operador independiente del mercado proporcionó el cobro realizado a los participantes del MEM por el uso de la RNT y la RGD, en 2019, con base en los importes obtenidos correspondientes a la reliquidación máxima disponible al 11 de noviembre de 2020. Adicionalmente, señaló que la información proporcionada es dinámica y se actualiza, de conformidad con el proceso de Re-liquidaciones establecido en el Manual de Estados de Cuenta, Facturación y Pagos.

^{1/} Incluye el cobro por inyección y retiro en la RNT.

^{2/} De 2016 a 2017, incluye el cobro por inyección y retiro en las RGD, de 2018 a 2019 sólo se incluye el cargo por retiro, debido a 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".

De 2016 a 2019, se identificó que el CENACE aumentó 18.4% los ingresos obtenidos para la CFE, por el cobro a los participantes del MEM por el uso de la RNT y las RGD, lo anterior debido a que el número de participantes se incrementó de un año a otro. Con lo anterior, el CENACE garantizó el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, por parte de los participantes del mercado, y cobró las tarifas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía.

2019-0-18100-07-1383-07-003 Recomendación

Para que la **Secretaría de Energía, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía**, realice un análisis de las causas por las cuales no ha implementado 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, y con base en sus resultados establezca las directrices conducentes, en términos de lo establecido en la Base 1, el numeral 1.3.1 y el numeral 1.4 "Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista", apartado 1.4.5, incisos a) fracción iii, b), fracciones i y ii; c); 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 para corregir la deficiencia detectada.

5. Transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista

El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) consta de cuatro tipos de mercado: a) Mercado de Energía de Corto Plazo; b) Mercado para el Balance de Potencia; c) Mercado de Certificados de Energías Limpias, y d) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.^{24/}

En 2019, el CENACE operó dos tipos de mercado, el Mercado de Energía de Corto Plazo y el Mercado para el Balance de Potencia, respecto de los dos tipos de mercado faltantes (Mercado de Certificados de Energías Limpias y Subastas de Derechos Financieros de Transmisión), la SENER solicitó al CENACE la suspensión temporal de estos mercados.

a) Mercado de Energía de Corto Plazo

El Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) funciona como un mercado en el que, por un lado, existe una oferta de energía eléctrica por parte de los generadores y generadores de intermediación y, por el otro, hay una demanda de energía eléctrica, por parte de los suministradores.

El MECP entró en operación en 2016 y, además de la energía, se ofertan servicios conexos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) que son necesarios para garantizar su calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas y rodantes; la regulación de frecuencia y de voltaje; el arranque de emergencia, y otros que se definan en las reglas del mercado.^{25/}

- Energía generada

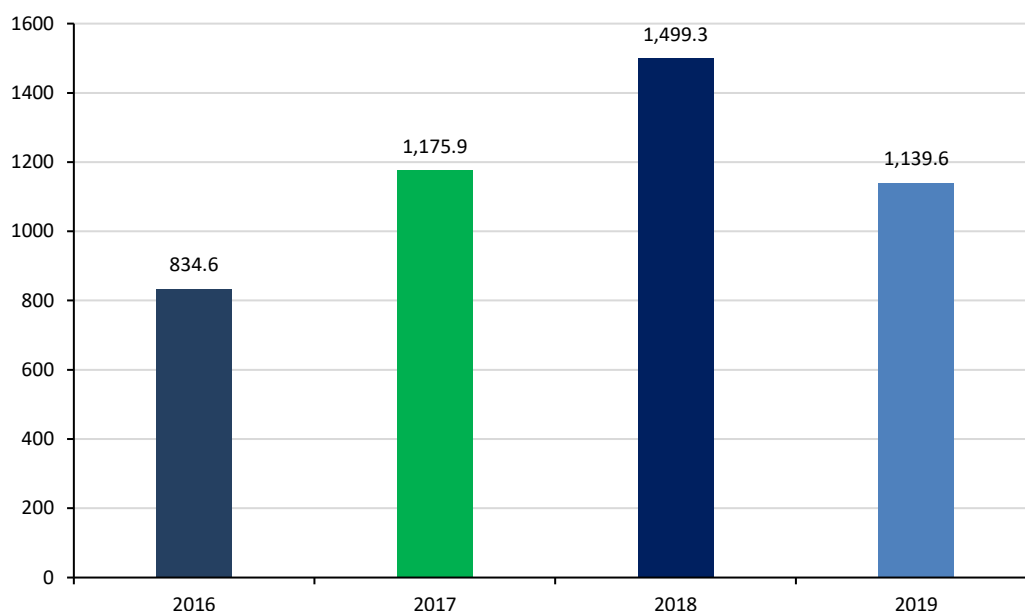
En 2019, mediante 93 contratos (6 EPS de Generación de CFE, 66 generadores privados, 1 generador de intermediación, 11 suministradores de servicios calificados y 9 comercializadores no suministradores) generaron un total de 337,682,024.3 Megawatts hora (MWh) de energía eléctrica y servicios conexos en el MECP, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 384,815,693.6 miles de pesos (mdp). Las EPS de generación a cargo de la CFE ofrecieron un total de 261,824,092.1 MWh (77.5%) de energía eléctrica y servicios conexos, de los cuales 244,510,067.9 MWh fueron de energía y 17,314,024.2 MWh correspondieron a servicios conexos, en tanto que los demás participantes (los 66 generadores privados, CFE Intermediación de Contratos Legados, 11 Suministradores de Servicios Calificados y 9 Comercializadores no Suministradores) participaron con 75,857,932.2 MWh (22.5%) del total generado, de los cuales 75,453,454.8 MWh fueron de energía y 404,477.4 MWh correspondieron a servicios conexos.

^{24/} Bases del Mercado Eléctrico, Secretaría de Energía, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015.

^{25/} Idem.

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

PRECIO PROMEDIO DE LA ENERGÍA Y SERVICIOS CONEXOS GENERADOS EN EL MECP 2016-2019
(Pesos/MWh)



FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, y los correos electrónicos del 30 de octubre y 18 de noviembre de 2020.

1/ Las cifras se actualizaron a precios de 2019, con base en el factor implícito del PIB del Centro de Estudios de la ASF con información del INEGI, Banco de Información Económica.

En el periodo 2016-2018, el precio promedio de la energía y servicios conexos generados se incrementó 79.6%, en términos reales, al pasar de 834.6 pesos/MWh a 1,499.3 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. Sin embargo, de 2018 a 2019, el precio promedio de la energía y servicios conexos generados disminuyó 24.0%, al pasar de 1,499.3 pesos/MWh a 1,139.6 pesos/MWh, debido a la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado de alta eficiencia y centrales renovables de bajo costo.

En el periodo 2016 a 2019, cuatro años después de la entrada en operación del MEM, las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI registraron la disminución de 11.1 puntos porcentuales en su participación de la energía y servicios conexos generados en el MECP, efecto contrario a lo sucedido con los generadores privados que incrementaron su participación en la misma proporción, con lo que se garantizó la energía para operar el Sistema Eléctrico Nacional.

- Energía suministrada

En 2019, se ofertó un total de 337,682,024.3 MWh, con los que se suministraron 310,474,474.7 MWh para satisfacer la demanda nacional, de los cuales CFE-SSB abasteció 85.0% (263,751,795.9 MWh), de los cuales 263,619,773.93 MWh (99.9%) fue de energía eléctrica retirada y 132,022.0 MWh (0.1%) exportada; el suministrador de servicios calificados abasteció 0.7% de la energía (2,180,817.8), de los que 1,777,955.9 MWh (81.5%) fue de energía eléctrica retirada y 402,861.9 MWh (18.5%) exportada, en tanto que, otros suministradores participaron con el 14.3% de la energía (44,541,861.0 MWh), de los cuales 43,403,466.0 MWh (97.4%) fue de energía eléctrica retirada y 1,138,395.0 MWh (2.6%) exportada.

En el periodo 2016-2019, después de cuatro años de la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, CFE-SSB registró una disminución de 1.80 puntos porcentuales en su participación en el MECP, efecto contrario al Suministrador de Servicios Calificados y a los demás participantes del mercado, al aumentar su participación en 0.68 y 3.39 puntos porcentuales, respectivamente, con lo que aseguró satisfacer la demanda nacional que ascendió a 310,474,474.7 MWh, de una oferta total de 337,682,024.30 MWh, por lo que se tuvo un excedente de 27,207,549.6 MWh.

b) Mercado para el Balance de Potencia (MBP)

El Mercado para el Balance de Potencia es un mercado ex post que tiene como propósito:

- 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 Comisión Reguladora de Energía (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 Mercado Eléctrico Mayorista. En este contexto, el Mercado para el Balance de Potencia debe establecer señales de precio que responden a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el Sistema Eléctrico Nacional, los cuales fomentarán una demanda adecuada para contratar Potencia a mediano y largo plazo.

En el MBP existen tres zonas de Potencia, cada una de ellas está compuesta por un conjunto de NodosP 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 2020, año de producción 2019, se presentan a continuación:

POTENCIA ADQUIRIDA Y CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA, 2019
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 | 6,643.1 | 5,028.9 | 6,643.1 | 1,614.2 | 0.0 |
| BCA | 197.6 | 581.3 | 197.6 | 0.0 | 383.7 |
| BCS | 163.6 | 214.2 | 163.6 | 0.0 | 50.6 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020 y el “Informe Ejecutivo: Mercado para el Balance de Potencia 2020. Año de producción 2019”.

En el Informe Ejecutivo del Mercado para el Balance de Potencia, se reportó que, en 2019, en la Zona de Potencia SIN se adquirió 6,643.1 Megawatts-año (MW-año) de Potencia, de los cuales 1,614.2 MW-año fue Potencia eficiente,^{26/} por lo cual, sólo en dicha zona se tiene un cargo para el aseguramiento del producto lo que, de acuerdo con el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, “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”. La capacidad de generación disminuye la incidencia de apagones y promueve un sistema más eficiente y confiable. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, la oferta de venta correspondiente fue menor que la compra, por lo cual la cantidad de Potencia adquirida en dichas zonas de Potencia fue menor a su respectiva oferta de compra, en consecuencia, en esas dos zonas de Potencia no se adquirió Potencia eficiente y se obtuvo Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia,^{27/} lo que podría repercutir en la operación eficiente de los sistemas interconectados de Baja California y Baja California Sur.

Adicionalmente, en el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista, 2019, el Monitor Independiente del mercado, ESTA International LLC, S.A. de C.V., señaló que, durante ese año,




^{26/} 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, DOF 22-09-2016.

^{27/} 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, DOF 22-09-2016.

“la capacidad instalada en el Sistema Interconectado de Baja California no fue suficiente para atender los estándares de Confiabilidad exigidos por el sistema. El margen de capacidad cada vez es menor y podría poner en riesgo el suministro de energía hacia los usuarios finales. Esto llevó a la contratación de Potencia por medio de la aplicación de un Protocolo Correctivo, en el periodo de mayo a septiembre de 2019”.

Los resultados del Mercado para el Balance de Potencia 2019 y 2020, año de producción 2018 y 2019, respectivamente, se presentan a continuación:

POTENCIA ADQUIRIDA Y CANTIDAD INCUMPLIDA DE LA OBLIGACIÓN NETA DE POTENCIA 2018-2019
MEGAWATTS-AÑO

| Zona de Potencia | 2018 | | 2019 | | Semaforización |
|------------------|--|---|--|---|---|
| | Cantidad de Potencia eficiente adquirida | Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia | Cantidad de Potencia eficiente adquirida | Cantidad incumplida de la obligación neta de Potencia | |
| SIN | 0.0 | 941.6 | 1,614.2 | 0.0 |  |
| BCA | 0.0 | 189.9 | 0.0 | 383.7 |  |
| BCS | 0.0 | 4.6 | 0.0 | 50.6 |  |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020 y los Informes Ejecutivos: Mercado para el Balance de Potencia 2019 y 2020. Año de producción 2018 y 2019, respectivamente.



Existió Potencia Eficiente adquirida para la operación del MEM, respecto de 2018.



No se presentó Potencia Eficiente adquirida para la operación del MEM, respecto de 2018.

En el periodo 2018-2019, a dos años de la entrada en operación del mercado de potencia, se identificó que la zona del SIN, en 2019, contó con Potencia eficiente adquirida por 1,614.2 MW-año, 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 cuanto a las zonas de Potencia BCA y BCS, se identificó que, en 2018 y 2019, la oferta de venta fue menor que la compra, resultando el mismo efecto para la cantidad de Potencia adquirida en cada zona de Potencia del MBP, en consecuencia, en las dos zonas de Potencia se tuvo una Cantidad Incumplida de la Obligación Neta de Potencia y no se adquirió Potencia eficiente, lo cual representa un riesgo para la operación de ambos sistemas.

2019-0-18100-07-1383-07-004 **Recomendación**

Para que la Secretaría de Energía, en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía y la Comisión Reguladora de Energía, establezca una estrategia que incremente la oferta de generación en los sistemas de Baja California y Baja California Sur para garantizar que se cumpla con las necesidades de Potencia por parte de los participantes del mercado, a fin de contribuir en la operación eficiente de los sistemas, en términos de lo establecido en el Capítulo 2, numeral 2.2.4 "Transacciones de Potencia", inciso g, del Acuerdo por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

6. Control operativo del Sistema Eléctrico Nacional

“Los sistemas eléctricos deben mantenerse, en la medida de lo posible, en un estado operativo normal. Cuando parámetros como la frecuencia, el voltaje o la reserva operativa se encuentran en niveles operativos aceptables, aún ante cambios en la demanda o en la generación disponible, se considera que el Sistema se encuentra en estado operativo normal”.^{28/}

Los criterios mediante los cuales el CENACE debe garantizar el funcionamiento del SEN son los siguientes:

^{28/} CENACE, oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020 y correo electrónico del 30 de octubre de 2020.

CRITERIOS PARA GARANTIZAR EL FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

| Concepto | Definición |
|-----------------------|---|
| Calidad | Grado en el que las características y condiciones del suministro eléctrico cumplen con los requerimientos técnicos determinados por la CRE con el fin de asegurar el correcto desempeño e integridad de los equipos y dispositivos de los usuarios finales. |
| Confiabilidad | Habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE. |
| Continuidad | Satisfacción de la demanda eléctrica de los usuarios finales con una frecuencia y duración de interrupciones menor a lo establecido en los criterios respectivos que emita la CRE. |
| Eficiencia | Es la minimización de costos con maximización de beneficios para los usuarios, que permiten lograr un uso racional de la electricidad, un mejor aprovechamiento de la infraestructura eléctrica y, en su caso, diferir la adición de nueva infraestructura eléctrica. |
| Seguridad de Despacho | Condición operativa en la cual se pueden mantener la calidad y continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos del mismo, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE. El conjunto de mecanismos, características o servicios que presta el SEN con la función prevenir y soportar perturbaciones repentinas, por la ocurrencia de contingencias en los equipos y elementos del SEN. |
| Sustentabilidad | Aquellas acciones que garantizan las necesidades del presente sin comprometer las posibilidades de las generaciones futuras para satisfacer sus propias necesidades. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, así como lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica y 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.

El CENACE informó que, para realizar el control operativo del SEN en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, eficiencia, seguridad y sustentabilidad llevó a cabo el seguimiento de los indicadores siguientes: a) Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional; b) Índice de calidad de voltaje; c) Índice de calidad de frecuencia; d) Índice de operación en estado normal; e) Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa, y f) Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada.

En 2019, se identificó que cada uno de los indicadores fueron reportados en la Matriz de Indicadores para Resultados (MIR), 2019 y en el Boletín Mensual “Indicadores del Desempeño Institucional”. La relación entre los indicadores y los Criterios para Garantizar el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional se observa a continuación:

INDICADORES ESTABLECIDOS POR EL CENACE PARA LLEVAR A CABO EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN, 2019






| Criterios | Indicador asociado |
|-----------------------|---|
| Eficiencia | <ul style="list-style-type: none">• Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional |
| Calidad | <ul style="list-style-type: none">• Índice de calidad de voltaje (ICV) |
| Continuidad | <ul style="list-style-type: none">• Índice de calidad de frecuencia (ICF) |
| Seguridad de Despacho | <ul style="list-style-type: none">• Índice de operación en estado normal (IOEN) |
| Confiabilidad | <ul style="list-style-type: none">• Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa (PCRO) |
| Sustentabilidad | <ul style="list-style-type: none">• Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada^{1/} |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, el correo electrónico del 30 de octubre de 2020, la Matriz de Indicadores para Resultados 2019 y en el Boletín Mensual "Indicadores del Desempeño Institucional", 2019.

^{1/} El indicador que atiende al criterio de sustentabilidad, no se consideró en la MIR 2019 del CENACE, ya que es descriptivo, debido a que la capacidad de generación e inyección con fuentes limpias no depende del CENACE; sin embargo, fue un indicador interno que el centro reportó en el Boletín Mensual "Indicadores del Desempeño Institucional", 2019.

En 2019, el CENACE llevó a cabo el control operativo del SEN mediante los indicadores con los resultados siguientes:

INDICADORES ESTABLECIDOS POR EL CENACE PARA LLEVAR A CABO EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN, 2019

| Nombre | Definición | Unidad de medida | Meta | Real | Diferencia (p.p. / %) | Comportamiento del indicador |
|--|--|------------------|----------|----------|-----------------------|---|
| Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional | Permite verificar la capacidad para atender la demanda máxima instantánea del Sistema Interconectado Nacional y con ello garantizar su confiabilidad, continuidad y seguridad. ^{1/} | Porcentaje | 6.0 | 6.13 | 0.13 |  |
| Índice de calidad de voltaje ^{2/} | Es el valor promedio de tiempo en que el voltaje de los nodos definidos (400, 230, 161, 138,115, 85 y 69 kV) estuvo fuera de la banda de control establecida (+/- 3%) en un periodo determinado. | Horas | 0.029090 | 0.005069 | (82.6%) |  |
| Índice de calidad de frecuencia | Muestra el porcentaje de tiempo que la frecuencia eléctrica se mantuvo dentro de los límites permisibles, ^{3/} contribuyendo así a mantener el SEN en estado operativo normal. | Porcentaje | 99.9772 | 100.0 | 0.0228 |  |
| Índice de operación en estado normal | Refleja el porcentaje de tiempo que el SEN, o parte de él, fue operado por el CENACE con suficientes márgenes de reserva (generación, transmisión y transformación) para cumplir con el concepto de seguridad, lo que permite que, en condiciones posteriores a una contingencia sencilla, el equipo eléctrico se mantenga operando dentro de límites permisibles. | Porcentaje | 92.0 | 100.0 | 8.0 |  |
| Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa | Indica el porcentaje del tiempo que se cumplió con el criterio de confiabilidad de reserva operativa (reserva rodante más reserva no rodante) durante el periodo de referencia. | Porcentaje | 95.0 | 99.7 | 4.7 |  |
| Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada ^{4/} | n.d. | Porcentaje | n.a. | 22.9 | n.a. | n.a. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, el correo electrónico del 30 de octubre de 2020, la Matriz de Indicadores para Resultados 2019 y en el Boletín Mensual "Indicadores del Desempeño Institucional", 2019.

p.p. Puntos porcentuales.

n.a. No aplicable. En el Boletín Mensual "Indicadores del Desempeño Institucional", no se estableció una meta para el indicador de "Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada", por lo cual no es posible establecer una diferencia entre lo programado y lo real, ni señalar el comportamiento del indicador.

^{1/} Cuando el sistema eléctrico dispone de un margen de reserva aceptable y se cuenta con los recursos necesarios para dar mantenimiento a las unidades generadoras, así como para atender las fallas que normalmente ocurren, se posibilita el enfrentar eventos críticos o contingencias mayores. De esta forma, se espera que la capacidad del sistema sea mayor que la demanda máxima instantánea anual.

^{2/} El Índice de calidad de voltaje, es un indicador que funciona de manera inversa, por lo que, entre más alejado se encuentre de la meta, mejor será su desempeño.

^{3/} El Código de Red establece la banda de calidad entre 59.80 y 60.20 (Hertz) Hz, el CENACE para garantizar su cumplimiento considera para su monitoreo, a partir de enero de 2019, el rango 59.85 a 60.15 Hz.

^{4/} Para el cálculo del indicador se consideró como energías limpias: bioenergía, hidroeléctrica, geotérmica, eólica, fotovoltaica y nuclear y la cogeneración eficiente estimada a partir de las resoluciones de la CRE al 20 de enero de 2020. Las cifras son preliminares, toda vez que los datos de medición se pueden actualizar para las reliquidaciones. Es descriptivo por lo que no refiere una meta a cumplir, debido a que la capacidad de generación e inyección con fuentes limpias no depende del CENACE.

 El resultado del indicador es positivo respecto de la meta establecida para 2019.

- El indicador “margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional” registró un resultado de 6.13%, cifra superior en 0.13 puntos porcentuales a la meta establecida que fue de 6.0%, por lo que cubrió satisfactoriamente la demanda de electricidad del país.
- El resultado del “índice de calidad de voltaje” fue de 0.005069 horas, resultado favorable al estar por debajo en 82.6%, respecto de la meta que era de 0.029090 horas. Al respecto, la Jefatura de Unidad de Control de Gestión, adscrita a la Subdirección de Estrategia y Normalización del CENACE señaló que el resultado se debió a que durante la operación del SEN se contó con suficientes recursos de transformación, de generación y con la capacidad técnica para mantener las variaciones de los parámetros de referencia dentro de los límites establecidos, optimizando los recursos eléctricos disponibles y favoreciendo la confiabilidad y la calidad en la operación del SEN.
- El “índice de calidad de frecuencia” obtuvo un resultado de 100.0%, cifra superior en 0.0228 puntos porcentuales a la meta de 99.9772%, por lo que la Jefatura de Unidad de Control de Gestión, adscrita a la Subdirección de Estrategia y Normalización del CENACE señaló que contó con la capacidad técnica y con suficientes recursos de transformación y de generación para mantener las variaciones de frecuencia dentro de los límites establecidos, optimizando los recursos eléctricos disponibles y favoreciendo la calidad en la operación del SEN.
- El “índice de operación en estado normal” registró un resultado del 100.0%, cifra superior en 8.0 puntos porcentuales, respecto de la meta de 92.0%, lo que significó una mejora que permitió operar de manera segura al contar con un margen de reserva de generación, transmisión y transformación de electricidad.
- En cuanto al “porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa”, éste presentó un resultado de 99.7%, cifra superior en 4.7 puntos porcentuales, a lo programado de 95.0%, lo que permitió operar de manera confiable al contar con un margen de reserva operativa.
- Por lo que respecta al “porcentaje de energías limpias en la generación inyectada” obtuvo un resultado del 22.9%, de acuerdo con el CENACE este indicador es descriptivo por lo que no refiere una meta a cumplir, ya que la capacidad de generación e inyección con fuentes limpias no depende del CENACE. Este indicador es interno y el Centro lo reportó en el Boletín Mensual “Indicadores del Desempeño Institucional”, 2019. La recomendación para la definición de un indicador para medir la participación de fuentes limpias en la generación de energía se incluyó en el resultado número 8 Avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante la planeación, regulación y operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el Sistema Eléctrico Nacional” de este informe.

Por lo expuesto anteriormente, en 2019, el CENACE realizó el control operativo del SEN en niveles aceptables y en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, eficiencia y seguridad al registrar resultados positivos en sus indicadores: a) margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional; b) índice de calidad de voltaje; c) índice de calidad de

frecuencia; d) índice de operación en estado normal, y e) porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa.

De los seis indicadores con los que dispuso el CENACE para realizar el control operativo del SEN en 2019, uno (porcentaje de cumplimiento de la reserva operativo) fue de nueva creación; otro (porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada) se reportó en su Boletín Mensual “Indicadores de Desempeño 2019”, debido a que es descriptivo, ya que la capacidad de generación e inyección con fuentes limpias no depende del CENACE; a tres (margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional; índice de calidad de voltaje e índice de calidad de frecuencia) se les dio continuidad desde la entrada en operación del MEM, y el índice de operación en estado normal se implementó a partir de 2017, como se muestra en el cuadro siguiente:

INDICADORES ESTABLECIDOS POR EL CENACE PARA LLEVAR A CABO EL CONTROL OPERATIVO DEL SEN, 2016-2019

| Indicador | Unidad de medida | Años | | | | Variación 2016-2019 (p.p.) |
|--|------------------|------|-------|-------|----------|----------------------------------|
| | | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | |
| Porcentaje de cumplimiento de la reserva operativo | Porcentaje | n.a. | n.a. | n.a. | 99.7 | n.a. |
| Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada | Porcentaje | n.a. | n.a. | n.a. | 22.9 | n.a. |
| Margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional | Porcentaje | 26.0 | 20.0 | 15.7 | 6.13 | (19.9) |
| Índice de calidad de voltaje ^{1/} | Horas | 0.01 | 0.0 | 0.0 | 0.005069 | (49.3%) |
| Índice de calidad de frecuencia ^{2/} | Porcentaje | n.d. | 99.99 | 100.0 | 100.0 | 0.01 |
| Índice de operación en estado normal ^{3/} | Porcentaje | n.a. | 100.0 | 100.0 | 100.0 | 0.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020, el correo electrónico del 30 de octubre de 2020, la Matriz de Indicadores para Resultados 2019, el Boletín Mensual “Indicadores del Desempeño Institucional”, 2019 y la información reportada en las Cuentas Públicas 2016, 2017 y 2018, del programa presupuestario E568 “Dirección, Coordinación y Control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

p.p. Puntos porcentuales.

n.a. No aplicable.

n.d. No disponible.

^{1/} El Índice de calidad de voltaje, es un indicador que funciona de manera inversa, por lo que, entre más disminuya, mejor será su desempeño.

^{2/} En 2016, el CENACE reportó los resultados del indicador denominado “Índice de calidad de frecuencia”, en horas, por lo que la diferencia del indicador se realizó tomando como referencia el año 2017-2019.

^{3/} En 2016, el CENACE no disponía del indicador denominado “Índice de operación en estado normal”, por lo que la diferencia del indicador se realizó tomando como referencia el año 2017-2019.

En el periodo 2016-2019, si bien, el indicador denominado margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional disminuyó 19.9 puntos porcentuales, al pasar de 26.0% a 6.13%, no repercutió en cubrir de manera satisfactoria la demanda eléctrica del país; sin embargo, significa que la demanda ha crecido, por lo que el margen de reserva ha disminuido. En cuanto al índice de calidad de voltaje, es inverso, por lo que la reducción muestra una mejoría, ya que dispuso de suficientes recursos de transformación, de generación y con la capacidad técnica para mantener las variaciones dentro de los límites establecidos.

Por lo que respecta al índice de frecuencia y al índice de operación en estado normal, no presentaron variaciones significativas, por lo que el sistema contó con la capacidad técnica y con suficientes recursos de transformación y de generación para mantener las variaciones dentro de los límites establecidos, así como para operar de manera segura.

En este sentido, en el periodo 2016-2019, el CENACE operó el Sistema Eléctrico Nacional en niveles aceptables y en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, aun con cambios en la demanda o generación de electricidad disponible.

Como hechos posteriores, la Jefatura de Unidad de Control de Gestión, adscrita a la Subdirección de Estrategia y Normalización del CENACE señaló que la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en cuanto a la operación del SEN se vinculan al cumplimiento del propósito institucional, el cual se ha determinado como: el Sistema Eléctrico Nacional tiene condiciones de operación óptimas ante la concurrencia de diversos actores en la cadena productiva de energía eléctrica y para el cual, a partir del 2021, se contará con el indicador denominado "Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional", cuyo diseño se concluyó en agosto del 2020 y su monitoreo se realizará a partir del 2021.

El indicador propuesto por la Subdirección de Estrategia y Normalización, que se pretende medir, adicional a los ya establecidos, a partir del 2021, se muestra en el cuadro siguiente:

NUEVOS INDICADORES PARA MEDIR EL CUMPLIMIENTO PROMEDIO DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

| Nombre del indicador | Objetivo |
|--|--|
| Porcentaje de cumplimiento promedio en las condiciones de operación del Sistema Eléctrico Nacional. | Medir el cumplimiento de las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ejercicio de la operación del Sistema Eléctrico Nacional. |
| Nombre del Subindicador | Definición |
| 1. Porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional (PEESEN). | El CENACE debe realizar el control operativo, al emitir instrucciones a los integrantes de la industria eléctrica, que permitan mantener un flujo constante en la entrega de energía para atender los requerimientos de los usuarios del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). En algunas ocasiones, se pueden emitir instrucciones incorrectas que deriven en interrupciones, como energía no entregada. 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. |
| 2. Porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización (EPAM) de la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD) del MEM. | Anualmente, el CENACE propone a la SENER proyectos para la ampliación y modernización de las redes eléctricas que pertenecen al MEM con el objeto de garantizar la confiabilidad y sustentabilidad en la operación del SEN en el mediano y largo plazos. Los proyectos deben estar enfocados a resolver las problemáticas para las cuales fueron instruidos, en este sentido, 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. |
| Nombre del Subindicador | Definición |
| 3. Porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía (EFCO). | Diariamente, el CENACE debe ejecutar el mercado de tiempo real con el fin de garantizar la satisfacción de la demanda de energía en el SEN. De esta manera, el CENACE determina una asignación óptima que es la base para llevar a cabo la operación del SEN; sin embargo, existen factores que alteran las condiciones establecidas en la programación y con ello el operador en turno se ve obligado a modificar el despacho establecido con el objeto de garantizar la satisfacción de la demanda, cumpliendo los requerimientos de confiabilidad del sistema. Para que el operador pueda tomar buenas decisiones es necesario contar con información precisa de pronósticos de demanda, mediciones de las condiciones del sistema e información de la capacidad disponible de las centrales despachables. Adicionalmente, se debe de considerar la calidad de los insumos que permiten la obtención de la solución óptima para que ésta efectivamente sea la mejor solución. Así, el indicador muestra la eficiencia económica del proceso de despacho de generación en tiempo real en función de los costos variables de generación incurridos y los costos variables correspondientes a una solución de despacho óptima. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por el CENACE mediante el oficio núm. CENACE/DEN-SEN-JUCI/037/2020, del 29 de septiembre de 2020 y el correo electrónico del 30 de octubre de 2020.

La Subdirección de Estrategia y Normalización del CENACE señaló que el indicador se construyó bajo los principios de transparencia, independencia y objetividad para su medición, con el objetivo de medir el cumplimiento de las condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en el ejercicio de la operación del SEN, sintetizando el resultado del propósito del CENACE mediante tres subindicadores: 1)

porcentaje de energía entregada en el Sistema Eléctrico Nacional; 2) porcentaje de eficacia del Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD del MEM, y 3) porcentaje de eficiencia económica en la satisfacción de la demanda de energía. Sin embargo, dicho indicador será registrado para el ejercicio fiscal 2021, previa autorización de la Unidad de Evaluación del Desempeño de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), como parte de la Matriz de Indicadores para Resultados del programa presupuestario E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional”.

Con este nuevo indicador el CENACE busca incidir en el SEN para continuar garantizando el cumplimiento de las seis condiciones: eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

7. Supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista y del Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) es el conjunto de instalaciones destinadas a la Generación, Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda el país, estén o no interconectadas.^{29/} El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), es operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en el que los participantes podrán vender y comprar energía eléctrica, Potencia, Certificados de Energía Limpia (CEL), Servicios Conexos y cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN.^{30/}

En los artículos 11 y 12 de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se establece que, la Secretaría de Energía (SENER) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), respectivamente, están facultadas para supervisar y vigilar, el cumplimiento de las disposiciones aplicables del sector eléctrico. Por otro lado, el CENAE, como operador del SEN y del MEM, es el encargado de garantizar el acceso abierto y no debidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución; además, de ejercer sus funciones bajo los principios de transparencia y objetividad, así como en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad en cuanto a la operación del SEN.^{31/}

Para evaluar la coordinación y la supervisión llevada a cabo por la SENER y la CRE, respecto del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en 2019, se analizaron los aspectos siguientes: a) Consejo de Coordinación del Sector Energético; b) Comité de Evaluación del CENACE y del MEM; c) Visitas de inspección realizadas por la SENER; d) Visitas de verificación realizadas por la CRE, y e) Monitor Independiente del Mercado.

^{29/} Sistema de Información Energética, **Glosario de Términos de Electricidad**. Disponible en: sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf, fecha de consulta: 11 de noviembre de 2020.

^{30/} **Comisión Reguladora de Energía, Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctrico**. Disponible en: cre.gob.mx/documento/faq-regulacion-electricos.pdf, fecha de consulta: 11 de noviembre de 2020.

^{31/} Artículo 1, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de abril de 2018.

a) Consejo de Coordinación del Sector Energético

El Consejo de Coordinación del Sector Energético (CCSE) es un órgano creado a partir de la Reforma Energética y la publicación de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) para coordinar a la SENER y demás dependencias y entidades del sector energético. Dicho Consejo deberá estar integrado, por el titular de la Secretaría de Energía, los Comisionados Presidentes de la CRE y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), los Subsecretarios de la SENER, el Director General del CENACE, y el Director General del Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. 411/0084/2021 del 19 de enero de 2021, la SENER señaló, sin que proporcionará evidencia documental, que el 12 de julio de 2019 llevó a cabo la 8ª Reunión Ordinaria del CCSE, en la cual la Secretaría Técnica presentó el informe de seguimiento de acuerdos, en la que los miembros del CCSE tomaron conocimiento y adoptaron acuerdos; no obstante, no señaló los temas tratados; asimismo, el acta de la Reunión no ha sido publicada en términos del artículo 18^{32/} de las Reglas de Operación del Consejo.

En 2016, cuando se instaló el consejo, se tomó conocimiento sobre los "Contratos Legados y Tarifas Finales del suministro Básico"; en 2017, se revisaron las condiciones operativas del SEN, y en 2018, se analizaron los términos esperados del SEN para el verano de 2018.

b) Comité de Evaluación del CENACE y del MEM

Con base en lo establecido en la LIE, el 30 de agosto de 2017 la SENER en coordinación con la CRE constituyó el Comité de Evaluación del CENACE y el MEM con el objetivo de revisar el desempeño de éstos, para lo cual sesionaría periódicamente y entre sus atribuciones se encuentra la de disponer de información necesaria y requerir las aclaraciones que considere pertinentes, así como emitir, con la periodicidad que el Comité determine, un informe con los resultados de la evaluación y las recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE.

El Comité de Evaluación llevó a cabo la Quinta Sesión el 11 de diciembre de 2019, en la que se tomó conocimiento de las actividades del CENACE y del MEM y se presentaron tres curvas representativas de los Precios Marginales Locales (PML) promedio diario en el Mercado del Día en Adelanto (MDA), como se indica a continuación:

- La primera curva fue de duración del PML en el MDA en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); al respecto, se mencionó que el precio promedio diario fue de 255 pesos

^{32/} SENER (2016), "Reglas para la Operación del Consejo Coordinador del Sector Energético", artículo 18: "De cada reunión se deberá levantar un acta en la que se hará constar los asistentes a la misma, los temas tratados y los acuerdos adoptados. Cada acta será sometida a consideración del Consejo en la reunión ordinaria siguiente y, una vez aprobada, será firmada por el Presidente y el Secretario Técnico. Las actas del Consejo se harán públicas en la página de Internet de la Secretaría y de los Órganos Reguladores (...)" .

por Megawatt-hora (MWh) menor en relación con 2018, debido al inicio de proyectos convencionales y renovables.

- La segunda curva fue de duración de PML en el MDA en el Sistema de Baja California (BCA), en donde el precio promedio diario, en 2019, fue menor en 302 pesos/MWh al año anterior debido a las acciones de protocolo para tener disponible la capacidad máxima en los periodos de alta demanda.
- La tercera curva fue de duración de los PML en el MDA en el Sistema de Baja California Sur (BCS), en donde el precio aumentó, de 2018 a 2019, en 535 pesos/MWh debido al incremento de la indisponibilidad y a las fallas presentadas.

Si bien, la SENER en coordinación con la CRE instauró el Comité de Evaluación del CENACE y del MEM, en el que se trataron temas relativos al funcionamiento de éstos, no acreditaron que hayan remitido los informes con la evaluación y las recomendaciones al Consejo de Administración de CENACE en 2018 y 2019.

c) Visitas de inspección realizadas por la SENER

En 2019, las actividades de supervisión efectuadas por la Dirección General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica (DGGTEE) adscrita a la SENER, realizó cuatro visitas de inspección a obras e instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica, como se muestra a continuación:

VISITAS DE INSPECCIÓN REALIZADAS POR LA SENER, 2019

| Núm. | Obra o instalación | Objetivo de la Visita | Resultado de la visita |
|------|---|---|---|
| 1 | Central de Ciclo Combinado Tula Paquetes 1 y 2. CFE Generación I | Verificación de los avances físicos constructivos y financieros del proyecto. | El proyecto de rehabilitación ha presentado diversos retos y retrasos, ocasionados por: la explosión de un equipo; la obtención tardía de licencias por parte del CENACE; afectaciones por el sismo de septiembre de 2017, y las vibraciones presentadas en un generador eléctrico. Consecuentemente, se han llevado a cabo cuatro convenios modificatorios al Contrato. El Módulo del Ciclo Combinado 2 se encuentra en operación comercial. El proyecto es de suma importancia en el suministro de energía dentro de la región Central del país, dado que su entrada en operación permitirá proveer de energía eléctrica mediante el uso de la tecnología de ciclo combinado; asimismo, representa una adición de infraestructura necesaria considerando el incremento de la demanda de energía eléctrica en la región central del país. |
| 2 | Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II. CFE Generación I | Verificación de las condiciones operativas de la central. | Durante el desarrollo de la visita, se conoció la tecnología utilizada en la central generadora, la cual es única en Latinoamérica y consiste en incluir un campo solar de canales parabólicos en una planta de ciclo combinado. Este campo solar ayuda a generar el vapor que se utiliza en el ciclo Rankine ^{1/} , aumentando la eficiencia de todo el ciclo combinado. |
| 3 | Central de Ciclo Combinado Valle de México II. CFE Generación I | Supervisar el cumplimiento de las especificaciones técnicas y constructivas, así como de la capacidad de generación, programa y presupuesto del proyecto. | El desarrollo del proyecto ha presentado retrasos ocasionados por diversas causas: conflicto entre transportistas; hallazgo de material contaminado fuera del alcance contractual, y afectaciones por el sismo de 2017, por lo que se han llevado a cabo cinco convenios modificatorios al Contrato. Este proyecto es de suma importancia en el suministro de energía de la región Central del país, dado que su entrada en operación permitirá proveer energía eléctrica mediante el uso de tecnología de ciclo combinado. Así como, una adición de infraestructura necesaria considerando el incremento de la demanda de energía eléctrica en la región central del país. Debido a los retrasos que se han presentado, personal directivo de la CFE ya se encuentra involucrado en el proyecto, a fin de garantizar el cumplimiento de la fecha programada de aceptación provisional (31 de enero de 2020); sin embargo, a septiembre de 2020, registró un avance acumulado de 99.6%. |
| 4 | Proyecto de transmisión Subestación Lago. | Verificación de los avances físicos constructivos y financieros del Proyecto. | La infraestructura correspondiente al proyecto se encuentra instalada y en fase final de cableado y ajustes, previos a la energización y pruebas operativas. El avance reportado mensualmente corresponde al avance físico realizado. Este proyecto contribuirá a mejorar la operación del sistema eléctrico dentro de la región Central del país. |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en información proporcionada por la SENER mediante el oficio núm. 411/1091/2020, del 12 de octubre de 2020.

^{1/} Ciclo Rankine: Es un ciclo termodinámico compuesto por dos transformaciones isoentrópicas y dos isobaras. Su propósito es transformar el calor en trabajo. Es la base del diseño de máquinas de vapor de cualquier tipo.^{33/}

^{33/} Planas, Oriol (2019), Energía Solar, Ciclos termodinámicos, ciclo de Rankine. Disponible en: <https://solar-energia.net/termodinamica/ciclos-termodinamicos/ciclo-rankine>, fecha de consulta: 19 de noviembre de 2020.

En 2019, la SENER llevó a cabo cuatro visitas de inspección, de las cuales tres fueron a obras de generación y una a un proyecto de transmisión (Subestación Lago), con el fin de ampliar la infraestructura de generación y transmisión del SEN, así como mejorar su operación principalmente en la región centro del país.

Además, de las visitas realizadas, la SENER señaló que llevó a cabo un seguimiento mensual de 10 proyectos del “Programa de Obras e Inversión para las Centrales de Generación y las Líneas de Transmisión” que le reportó la Subdirección de Generación y Administración de la Construcción de la CFE, como se muestra a continuación:

AVANCE FÍSICO DE OBRAS DE GENERACIÓN DE LA CFE, 2019

| Nombre del Proyecto | Modalidad | Programado diciembre (%) (a) | Real diciembre (%) (b) | Diferencia Puntos porcentuales (c)=(b-a) | Capacidad neta garantizada (MW) |
|-------------------------------------|-----------|---------------------------------|---------------------------|---|---------------------------------|
| Total de capacidad neta garantizada | n.a. | n.a. | n.a. | n.a. | 5,866.2 |
| 38 CC Norte III | PIE | 100.0 | 99.5 | (0.5) | 906.7 |
| 45 CC Topolobampo III | PIE | 99.6 | 99.1 | (0.5) | 765.8 |
| 43 CC Noroeste | PIE | Enero* | 100.0 | n.a. | 857.2 |
| 42 CC Noroeste | PIE | Octubre* | 100.0 | n.a. | 887.4 |
| 268 CCI Guerrero Negro IV | OPF | 97.2 | 90.8 | (6.4) | 7.5 |
| 289 CH Chicoasén II | OPF | 100.0 | 22.5 | (77.5) | 240.0 |
| 298 CC Valle de México II | OPF | 100.0 | 98.8 | (1.2) | 615.2 |
| 296 CC Empalme I | OPF | Abril* | 100.0 | n.a. | 770.2 |
| 313 CC Empalme II | OPF | Agosto* | 100.0 | n.a. | 791.2 |
| 327 CG Los Azufres III Fase II | OPF | Octubre* | 100.0 | n.a. | 25.0 |

FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información proporcionada por la SENER mediante el oficio núm. 411/1091/2020, del 12 de octubre de 2020.

* Mes de conclusión del proyecto.

NOTA: CC= Ciclo Combinado; CCI= Combustión Interna; CH=Hidroeléctrica; CG= Geo termoeléctrica; PIE= Productor Independiente de Energía, y OPF= Obra Pública Financiada.

MW: Megawatts.

n.a. No aplicable

En 2019, la SENER llevó a cabo el seguimiento de 10 obras de generación realizadas por la CFE, las cuales en su conjunto aportarán 5,866.2 megawatts (MW) de capacidad. Al cierre del año, la CFE concluyó 5 (50.0%) de las obras programadas, las cuales se ubicaron en los estados de Sinaloa, Nuevo León, Sonora y Michoacán.

Respecto, de las obras CC Norte III y CH Chicoasén II programadas para terminarse en diciembre de 2019, no se especificaron las causas de los retrasos. No obstante, se observó que la fecha de entrada en operación de las centrales CC Norte III se reprogramó para el 29 de febrero de 2020; en tanto que CH Chicoasén II no tiene una fecha definida. Asimismo, el proyecto 268 CCI Guerrero Negro IV y 45 CC Topolobampo III, fueron programados para entrar en operación en enero y febrero de 2020, los cuales, a septiembre de dicho año, tenían un avance físico acumulado de 91.3% y 99.3%, respectivamente.

Cabe destacar que el proyecto Valle de México II es de gran importancia para la región central del país, ya que su entrada en operación permitirá proveer energía eléctrica mediante el uso de la tecnología de ciclo combinado e incrementar la capacidad de generación para atender la demanda de electricidad en dicha región. Sin embargo, se constató que, a septiembre de 2020, dicha obra tiene un avance acumulado del 99.6%, sin que la SENER contara con las causas por las cuales la CFE no lo concluyó.

Los criterios para la selección de las visitas de verificación consideraron el grado de avance físico de los proyectos respecto de lo programado y la proximidad de conclusión, por lo que con el porcentaje de incumplimientos en la terminación de las obras, será necesario que la SENER amplíe la muestra de visitas de inspección y que realice una metodología en la que se especifique la aplicación de los criterios de selección, a fin de fortalecer su proceso de supervisión, garantizar el término de las obras señaladas o, en su caso, ejercer su facultad de sancionar las irregularidades detectadas.

Asimismo, la SENER señaló, sin que proporcionara evidencia que, como parte de la supervisión del MEM, realizó el seguimiento de los proyectos de centrales eléctricas que forman parte de la contratación de las tres Subastas de Largo Plazo (SLP) que se realizaron entre 2015 y 2017. En 2019, 15 proyectos de tecnología solar y eólica iniciaron su operación, que implicó una adición al SEN de 1,887.0 MW de capacidad instalada y una inversión estimada de 2,600.0 millones de dólares. En tanto que 27 proyectos de Energías Limpias se encontraban en operación comercial o en pruebas operativas, lo que representó 3,686.0 MW de nueva capacidad instalada.

En consecuencia de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, por medio del oficio núm. 411/0084/2021 del 19 de enero de 2021, y como hechos posteriores, la SENER proporcionó el “Programa de Visitas de Verificación de Obras e Instalaciones de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica para el año 2021”, autorizado por la Dirección de Coordinación de la Industria Eléctrica de la SENER el 7 de enero de 2021, en el que se estima realizar, entre los meses de junio-diciembre, 7 visitas de verificación, 3 más que las realizadas en 2019. Asimismo, mediante el oficio núm. OFICIO/SENER/SE/DGGTEE/004/2021, del 7 de enero de 2021, dicha dirección solicitó a la Dirección General de Programación y

Presupuesto de la Secretaría, recursos suficientes para dar cumplimiento al programa, a fin de fortalecer su proceso de supervisión, con lo que se solventa lo observado.

d) Visitas de verificación realizadas por la CRE

En 2019, la CRE estableció realizar en su Programa Anual de Visitas de Verificación 838 visitas, de las cuales 798 (95.2%) fueron para el sector hidrocarburos y 40 (4.8%) correspondieron al eléctrico. El cumplimiento de las visitas se presenta a continuación:

VISITAS DE VERIFICACIÓN RELACIONADAS CON ACTIVIDADES DEL SERVICIO ELÉCTRICO, 2019
(Número de visitas y permisos)

| Modalidad | Permisos vigentes a 2019 (a) | Visitas programadas (c) | Visitas realizadas (d) | Participación (%) (e)=(d)/(a)*100 | Cumplimiento (f)=(d)/(c)*100 | Participación (%) (g)=(d)/37*100 |
|---|---------------------------------|----------------------------|---------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------|
| Generación ^{1/} | 624.0 | 10 | 10 | 1.6 | 100.0 | 27.0 |
| Autoabastecimiento | 437.0 | 10 | 10 | 2.3 | 100.0 | 27.0 |
| Cogeneración | 112.0 | 1 | 1 | 0.9 | 100.0 | 2.7 |
| Pequeña Producción | 43.0 | 6 | 6 | 14.0 | 100.0 | 16.2 |
| Producción Independiente | 34.0 | 2 | 3 | 8.8 | 150.0 | 8.1 |
| Importación | 31.0 | 1 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Usos propios | 29.0 | 4 | 2 | 6.9 | 50.0 | 5.4 |
| Exportación | 4.0 | 0 | 0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Total de permisos | 1,314.0 | 34 | 32 | 2.4 | 94.1 | 86.5 |
| Unidades de Inspección | 21.0 | 2 | 1 | 4.7 | 50.0 | 2.7 |
| Actividades reguladas no permissionadas | n.a. | 4 | 4 | n.a. | 100.0 | 10.8 |
| Total: | n.a. | 40 | 37 | n.a. | 92.5 | 100.0 |

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la CRE mediante el oficio núm. UA-500/91112/2020, del 26 de octubre de 2020.

^{1/} Incluye permisos de generación de CFE, privados, migración, autorización de exportación y autorización de importación.
n.a. No aplicable.

En 2019, la CRE cumplió en 92.5% el programa de las visitas de verificación al realizar 37 de 40 visitas al sector eléctrico, de las cuales 32 (2.4%) se realizaron a permisos vigentes; una a las Unidades de Inspección, y 4 a las actividades reguladas no permissionadas^{34/} que correspondieron a CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y al CENACE. En tanto que, de las 3 visitas no realizadas, una correspondió a un permisionario

^{34/} Con base en el artículo 41, fracción III, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CRE deberá regular y promover el desarrollo eficiente de las actividades de: generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución de electricidad, la transmisión y distribución eléctrica que no forman parte del servicio público y la comercialización; en este sentido, en 2019, y aun cuando no deben contar con un permiso, la CRE en el ámbito de sus funciones programó realizar visitas de verificación a CFE Distribución, CFE Transmisión, CFE Suministrador de Servicios Básicos y al CENACE, a fin de verificar que, con base en sus funciones, cumplen con sus objetivos.

de generación de producción independiente y dos a permisionarios de la modalidad de usos propios, las cuales no fueron realizadas debido al cierre de presupuesto en el mes de diciembre por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

De las 37 visitas de verificación, en 5 (13.5%) no se encontraron incumplimientos y en las 32 (86.5%) restantes los incumplimientos detectados fueron porque la central no se encontraba ubicada en el domicilio señalado; la capacidad instalada era menor o mayor a la autorizada en el permiso, o se les requirió documentación de alcance a la visita. Sin embargo, de las 32 visitas con una irregularidad, 7 se concluyeron sin incumplimientos debido a que una presentó evidencia documental en alcance a la visita; 2 cerraron al tener una capacidad menor a la autorizada; en 2 se cancelaron los permisos, y en 2 aclararon la capacidad de generación menor a la autorizada en el permiso. En cuanto a las 25 visitas restantes, a una se le hizo una recomendación; otra estaba en modificación; 2 se encontraban en evaluación; a 4 se les hizo un segundo requerimiento de información, y 17 se realizaron memorándums con el fin de informar a la Unidad Jurídica de la CRE de las irregularidades y analicen si los permisionarios ameritan alguna sanción. En el año de revisión, no se realizó ningún procedimiento administrativo de sanción en perjuicio de algún permisionario.

De acuerdo con la CRE, en 2019, realizó 42 visitas de verificación menos respecto de las 79 que efectuó en 2018, debido a la disminución de personal. Al respecto, mediante el oficio núm. UA-500/104407/2020, del 18 de diciembre de 2020, la CRE señaló que, para cumplir con lo establecido en la metodología vigente de realizar entre 140 y 150 visitas por año, necesita al menos 7 verificadores más, adicionales a los 2 con los que contó en 2019, sin que evidenciara la realización de las gestiones ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SCHP).

Asimismo, la CRE también tiene la atribución de vigilar la regulación del SEN mediante indicadores de eficacia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad; sin embargo, en 2019, no dispuso de los resultados, por lo que se correría el riesgo de no detectar deficiencias, lo cual repercutiría en el desempeño del Sistema.

e) Monitor Independiente del Mercado^{35/}

En las bases de mercado 18.1.1, 18.3.1 inciso d y 18.4, se establece que la vigilancia del MEM será ejercida por la Autoridad de Vigilancia del Mercado o por medio de la Unidad de Vigilancia del Mercado, quien podrá contar con el apoyo y asistencia del Monitor Independiente del Mercado (MIM), el cual será un ente independiente del CENACE y de los Participantes del Mercado (PM), quien podrá monitorear el desempeño y evolución del MEM.

^{35/} El Monitor Independiente del Mercado será un grupo de expertos independientes que sea contratado o el comité colegiado u otro ente que sea constituido por la Comisión Reguladora de Energía para desempeñar funciones de Vigilancia del Mercado y de los Entes Sujetos a Vigilancia, con la finalidad de brindar asistencia y apoyo en esa materia a la Unidad de Vigilancia del Mercado y, cuando así lo prevean los Manuales de Prácticas de Mercado, a la Autoridad de Vigilancia del Mercado.

El 12 de enero de 2018, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF), el Manual de Vigilancia del Mercado, que tiene por objeto “establecer las disposiciones, reglas y procedimientos que describen la organización de la Autoridad de Vigilancia del Mercado, así como los procesos y procedimientos para supervisar, investigar, evaluar e informar sobre la operación y vigilancia del MEM”. Además, establece que, entre las facultades del MIM, están: supervisar y vigilar la operación del MEM y las determinaciones del CENACE; asimismo, será responsable de emitir informes periódicos relacionados con el funcionamiento eficiente del MEM. En el Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019, del MIM, se identificaron los resultados siguientes:

La Unidad de Vigilancia del Mercado es la unidad administrativa de la Autoridad de Vigilancia del Mercado que brindará apoyo a ésta en materia de Vigilancia del Mercado y de los entes sujetos a vigilancia, función que será ejercida por la Unidad de Electricidad o cualquier otra que la CRE designe para tales efectos.

- **Participantes del Mercado.** El número de Participantes de Mercado (PM) con contrato firmado fue de 174, lo que representó un aumento de 24.0%, en relación con 2018. De los PM que estuvieron en operación, 71 fueron generadores; 23 Suministradores de Servicios Calificados; 9 Comercializadores No Suministradores; 1 Generador de Intermediación y 1 Suministrador de Servicios Básicos.
- **Comportamiento de los Participantes del Mercado.** En 2019, se observó una disminución en la flexibilidad operativa del SEN causada por un aumento en los ciclos mínimos de operación y decremento de la oferta reservada en el Mercado del Día en Adelanto (MDA); la diferencia de carga entre el MDA y el Mercado de Tiempo Real (MTR) es una de las variables que inciden en la diferencia de precios entre los procesos de mercado, y se redujo la concentración en las ofertas de importación en nodos del Sistema Interconectado Baja California (BCA), situación que incentivó a los PM a competir en el mercado a precios más bajos.
- **Mercado de Energía de Corto Plazo.** En 2019, los Precios Marginales Locales (PML) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fueron menores a los observados en 2018, lo cual se explica, fundamentalmente, por los factores siguientes: i) incorporación de nueva capacidad de generación con costos menores; ii) reducción del número y volumen de cortes de energía y número de precios tope, y iii) disminución generalizada de los precios de los combustibles empleados para la generación de electricidad.
- **Mercado para el Balance de Potencia (MBP).** Los resultados preliminares para el MBP en 2020 publicados por el CENACE en noviembre y diciembre de 2019, muestran que la volatilidad de los precios de Potencia continuará, lo cual significará incertidumbre en el precio de penalización que los PM que representan carga deberían pagar al final del año en caso de no tener sus necesidades de Potencias cubiertas, lo que se traduce en pocos incentivos para la celebración de contratos bilaterales de Potencia a largo plazo.

- Subastas. Respecto de las Subastas de Largo Plazo (SLP), realizadas en 2015, 2016 y 2017 se encuentran en operación 5,113.0 (58.2%) MW, de los 8,788.0 MW comprometidos. Sin embargo, por instrucciones de la SENER, el CENACE canceló la SLP-1/2018 y la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2018.
- Propuestas de Modificación a las Disposiciones Operativas Presentadas por el CENACE. En septiembre de 2019, el CENACE presentó dos propuestas de modificación a las Disposiciones Operativas del Mercado: una al Manual de Liquidaciones, al Manual de Medición para Liquidaciones y al Manual de Interconexión de Contratos Legados, y la otra al Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, las cuales se notificaron al área segura del Sistema de Información de Mercado (SIM), el 13 de agosto y el 27 de septiembre de 2019, respectivamente, y pudieron consultarse por los interesados hasta el 11 y 24 de octubre de dicho año, respectivamente.

El 7 y el 25 de noviembre de 2019, fueron emitidos al Proponente los dictámenes preliminares de las Propuestas de Modificación del Manual de Liquidaciones, y al Manual de Transacciones Bilaterales de Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica, respectivamente. Al respecto, el proponente tendrá 30 días naturales para modificarlo y someterlo a aprobación del CENACE, tras lo cual, este lo hará llegar a la CRE para su autorización.

Con base en lo anterior, se constató que, en 2019, la Unidad de Vigilancia del Mercado contó con un Monitor Independiente, que vigiló el desempeño y evolución del MEM y emitió un Reporte Anual en el que se presentaron principalmente los resultados de las actividades realizadas en el Mercado de Corto Plazo; Mercado para el Balance de Potencia; Subastas; Mercado de Certificados de Energías Limpias, Propuestas de Modificaciones a las Disposiciones Operativas.

2019-0-18100-07-1383-07-005 **Recomendación**

Para que la **Secretaría de Energía**, en coordinación con la **Comisión Reguladora de Energía**, establezca los mecanismos necesarios para que: a) las reuniones del Consejo de Coordinación del Sector Energético se lleven a cabo de acuerdo con la periodicidad establecida, y b) que el Comité de Evaluación del CENACE y de MEM realicen y formalicen los informes de evaluación y las recomendaciones al Consejo de Administración de CENACE, con objeto de supervisar si éste opera bajo los principios de eficiencia, transparencia y objetividad; así como, en condiciones de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad y que garantice la imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes Generales de Distribución, en cumplimiento de lo establecido en los artículos 134, primer párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracción I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas; 112, de la Ley de la Industria Eléctrica, y 20, tercer párrafo, de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en materia Energética, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

2019-0-45100-07-1383-07-003 Recomendación

Para que la **Comisión Reguladora de Energía** implemente las medidas necesarias para asegurar el cumplimiento del Programa Anual de Visitas de Verificación y evalúe la factibilidad de elevar el número de visitas de verificación realizadas en relación con el número de permisionarios vigentes, a fin de fortalecer su proceso de supervisión; garantizar el cumplimiento de la regulación del sector eléctrico; propiciar una adecuada cobertura nacional y atender la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios, en cumplimiento de los artículos 134, primer párrafo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; 7, fracción I y VI, de la Ley General de Responsabilidades Administrativas, y 12, fracciones XLVII y L, de la Ley de la Industria Eléctrica, e informe a la Auditoría Superior de la Federación de las medidas emprendidas para corregir la deficiencia detectada.

8. Avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, mediante la planeación, regulación y operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el Sistema Eléctrico Nacional

a) Alineación de la Planeación Nacional con el ODS núm. 7 de la Agenda 2030

La Ley de Transición Energética (LTE), en materia de la participación de energías limpias en la generación de electricidad, establece las metas del 25.0% para 2018; 30.0% para 2021 y 35.0% para 2024.

En la revisión del Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2019-2024 se identificó que no existe una alineación con el objetivo núm. 7 “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”, ni con la meta 7.2 “de aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”, ya que en el PND no se definieron objetivos, metas ni líneas de acción para el sector eléctrico; en tanto que en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, se definió la acción prioritaria de “Aumentar la generación eléctrica con energías limpias y renovables, y cumplir con los compromisos internacionales en relación con el cambio climático y reducción de emisiones”, el cual se relaciona directamente con el ODS 7 y la meta 7.2.

El 21 de septiembre de 2020, el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones otorgó la suspensión definitiva del acto reclamado mediante el amparo núm. 372/2020 promovido por Greenpeace México, en contra de la aplicación del Programa Sectorial de Energía 2020-2024, el cual se estimó que vulnera el derecho a un medio ambiente sano, priorizando el uso de combustibles fósiles, al considerar que, específicamente, los objetivos prioritarios 6.1, 6.2, y 6.6, así como el apartado 7, acciones puntuales 1.1.2, 1.2, 1.3, 1.4, 1.5.2, 1.5.8, 1.6, 2.1.4, 2.3.2, 2.3.6, 2.3.7, 4.1, 4.2.5, 4.4.1, 4.5.1, 5.2.1, 5.3, 5.4 y 6.4.7, no fomentan “el empleo de energías renovables, ni la disminución de contaminantes”, ya que, en general, en el documento se establece que “Se busca que el combustóleo sea aprovechado para la generación eléctrica, condicionando a la aplicación de tecnologías de reducción de emisiones

que haga posible la utilización de infraestructura existente ya amortizada, con políticas de precios razonables, tanto para Pemex como para CFE y en función de las necesidades de suministro”, por lo que la SENER, debe de abstenerse de continuar con la implementación de acciones para cumplir con los objetivos y estrategias establecidas. Dicha suspensión tendrá como consecuencia que, en el sector eléctrico, se sigan aplicando las disposiciones normativas que fueron expedidas hasta antes de la emisión de dicho Programa.

Lo anterior muestra inconsistencia entre los documentos de planeación nacional, la Ley de Transición Energética y los ODS, lo que representa un riesgo para el cumplimiento de los compromisos internacionales y las leyes nacionales.

b) Coordinación de la SENER, la CRE y el CENACE en el cumplimiento de la Agenda 2030

En el Decreto por el que se crea el Consejo Nacional de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible, se establece que la SENER será parte de dicho Consejo, el cual tiene, entre sus funciones el definir y coordinar los mecanismos necesarios para el cumplimiento de la Agenda, así como proponer y dar seguimiento a los indicadores y metas anuales que se establezcan; en tanto que, en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Secretaría, como cabeza del sector energético, se le otorga, entre otras, la facultad de establecer y coordinar la política energética del país en materia eléctrica, por lo que es la responsable de definir las estrategias para la contribución del sector eléctrico en el cumplimiento del ODS 7.

Para verificar la coordinación entre la SENER, la CRE y el CENACE en 2019, se aplicó el “Cuestionario de Objetivos de Desarrollo Sostenible”, en el cual, entre otras cuestiones, se les preguntó si habían tenido contacto para esclarecer qué es la Agenda 2030; cómo fue el proceso de implementación de la esta, y si la SENER adoptó acciones para involucrar a la CRE y el CENACE, en dichos procesos, al respecto los resultados fueron los siguientes:

- La SENER señaló que ha mantenido contacto con ambos entes para el tema señalado, a partir de las reuniones de trabajo y consultas para formular y construir el PROSENER 2020-2024, en el cual, indicó, se construyeron diversos objetivos y metas transversales para cumplir con lo estipulado en la Agenda 2030 y los ODS en materia de Energía. Asimismo, mencionó, sin que proporcionara la documentación, que mantuvo reuniones de trabajo con la CRE y el CENACE, con la Comisión Intersectorial de Cambio Climático (CICC), y con el Consejo Consultivo para la Transición Energética (CCTE) en donde participaron distintas entidades del sector energético y la Administración Pública Federal. Además, señaló los objetivos y sus estrategias, pero no indicó cuáles son las metas establecidas para el cumplimiento de los mismos.

Mencionó que tiene conocimiento sobre su participación en la instrumentación y el cumplimiento de la Agenda 2030, ya que, es la responsable de realizar acciones para dar cumplimiento al ODS 7, por medio de la alineación de las políticas públicas que están bajo su responsabilidad, así como de programas institucionales, sectoriales y especiales en materia de energía. Además, se observó que en el Sistema de Información de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (SIODS), a cargo de la SENER se estableció el indicador

7.2.1 “Proporción de la energía renovable en el consumo final de energía”; sin embargo, este indicador no se actualizó a 2019, por lo que no fue posible conocer los resultados, ni identificar si las actividades realizadas por la SENER contribuyeron a su avance.

- La CRE señaló que, en términos de lo establecido en los artículos 19 y 20,^{36/} de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, se creó el Consejo de Coordinación del Sector Energético, como un mecanismo de coordinación entre los Órganos Reguladores, la SENER, y demás dependencias del Ejecutivo Federal; no obstante, durante 2019, la Secretaría no realizó interacción alguna con la Comisión, respecto de los temas de la Agenda 2030 y su implementación.

Además, si bien señaló que tuvo conocimiento sobre su participación en la Agenda 2030, no hubo un acercamiento con la SENER para establecer su contribución; sin embargo, con base en sus atribuciones es responsable de emitir la regulación que fomente y promueva la generación de electricidad por medio de energías limpias. Al respecto, señaló y documentó que el 8 de abril de 2016 publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, en las cuales se indica que este instrumento prevé que el CENACE y los distribuidores deberán considerar las metas respecto de la integración de energía limpia establecidas por la SENER en sus procesos de planeación y el 7 de marzo de 2017 emitió las Disposiciones Administrativas de Carácter General, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contra prestaciones y las especificaciones técnicas aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida, con las que se otorgaron 128,871 contratos de Generación Distribuida Limpia (GLD) proveniente de centrales generadoras de electricidad de energías limpias, lo que representó una capacidad instalada de 974.9 MV.

En 2019, la CRE otorgó 14,373,460 Certificados de Energías Limpias (CEL), cifra superior en 108.3% a los 6,899,520 permisos emitidos en 2018. No obstante, si bien se incrementaron los CEL emitidos, la CRE careció de metas específicas que permitieran medir su avance y contribución en el logro del ODS 7; asimismo, como se señaló en la Auditoría 1578-GB “Regulación y Supervisión en Materia de Electricidad a cargo de la CRE” que se realizó con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, el hecho de que, en 2019, se modificaron los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de los CEL y los requisitos de adquisición, “repercute en la definición de los Certificados de Energías Limpias como mecanismo para incentivar el incremento de energías limpias en la generación eléctrica, ya que las centrales eléctricas legadas, cuya

^{36/} Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, artículo 19: “Se crea el Consejo de Coordinación del Sector Energético como mecanismo de coordinación entre los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la Secretaría de Energía y demás dependencias del Ejecutivo Federal, en términos de los que establezcan sus reglas de operación”; 20, fracciones I, II, III y V, “El Consejo de Coordinación del Sector Energético estará integrado por: I. Titular de la Secretaría de Energía; II. Los Comisionados Presidentes de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; III. Los subsecretarios de la Secretaría de Energía; y, V. El director general del Centro Nacional de Control de Energía.

entrada en operación fue antes de 2014, podrán recibir los certificados, sin contar con un esquema para aumentar la generación limpia, lo cual podría afectar el cumplimiento de metas en la materia, ya que se elimina el incentivo para incrementar la capacidad mediante estas tecnologías”.^{37/}

- En tanto que, el CENACE informó que no ha tenido participación alguna en la Agenda 2030, ya que no ha sido invitado para participar en los trabajos que realiza el Consejo Nacional de la Agenda. Sin embargo, en el Boletín Mensual “Indicadores del Desempeño Institucional” 2019, el CENACE reportó el indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, el cual obtuvo un resultado de 22.9%, resultado inferior en 2.1 puntos porcentuales a la meta establecida para 2018 que era de 25.0%, con la probabilidad de no alcanzar el 30.0% para 2021.

En 2017, se llevaron a cabo Subastas de Mediano y Largo Plazo, a fin de coadyuvar 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”; sin embargo, para 2018 y 2019, fueron canceladas, y el CENACE informó que la anulación podría tener las implicaciones siguientes:

- a) Que el Suministro Básico no pueda cumplir con sus obligaciones de cobertura eléctrica en Potencia, Energía y CEL, ya que de conformidad con el artículo 53 de la LIE, se indica que los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán Contratos de Cobertura Eléctrica exclusivamente a través de subastas que llevaría a cabo el CENACE, de acuerdo con los términos establecidos 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 los artículos 124 y 126, inciso I), de la LIE.
- c) Que no se alcance la meta del 35.0% de participación de energías limpias en generación de energía eléctrica para el 2024, establecido en la Ley de Transición Energética, Artículo Tercero Transitorio.

En suma, en 2019, no se efectuaron actividades de coordinación entre la SENER, la CRE y el CENACE para la elaboración e implementación de estrategias y metas para cumplir con los objetivos de la Agenda 2030, a fin de contribuir a garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos, ya que, mientras la CRE y el CENACE, señalaron que no fueron requeridos para tratar asuntos sobre la Agenda, la SENER informó, sin que proporcionara las evidencias correspondientes, que sostuvo reuniones de trabajo y consultas

^{37/} Auditoría Superior de la Federación, Informe de la Auditoría 1578-GB “Regulación y Supervisión en materia de Electricidad a Cargo de la CRE”, Cuenta Pública 2018, pág. 80.

con la CRE y el CENACE para la formulación e integración del PROSENER 2020-2024, en el cual señalaron que establecieron objetivos para dar cumplimiento a los ODS; sin embargo, éste fue suspendido el 22 de septiembre de 2020 por un juez federal, al considerar que no fomenta “el empleo de energías renovables, ni la disminución de contaminantes”.

Como resultado de la presentación de resultados finales y observaciones preliminares, la SENER con el oficio núm. 411/0084/2021, del 19 de enero de 2021 señaló que, a fin de dar cumplimiento a los compromisos internacionales de México, ha propuesto dos nuevos indicadores dentro de la Matriz de Indicadores para Resultados (MIR), del Programa Presupuestario P002 “Coordinación de la Política Energética en Electricidad”. Al respecto, proporcionó los árboles de Problema y Objetivo; así como, el Diagnóstico de dicho programa. Del análisis al diagnóstico, se constató que en la MIR, a nivel componente, estableció el indicador 4.1 “Porcentaje de Generación Eléctrica de planeación con energías limpias dentro del Sistema Eléctrico Nacional”, y a nivel actividad el indicador 4.1.1 “Porcentaje de incremento de Capacidad de Generación Eléctrica de planeación, con energías limpias dentro del Sistema Eléctrico Nacional”; sin embargo, dichos documentos están en proceso de revisión por la Unidad de Evaluación del Desempeño de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

Asimismo, se verificó que la MIR del programa presupuestario P002, que se encuentra en el Presupuesto de Egresos de la Federación para el ejercicio fiscal 2021, aun no contiene los indicadores señalados, por lo que la recomendación persiste.

2019-0-18100-07-1383-07-006 Recomendación

Para que la **Secretaría de Energía**, en **coordinación con la CRE y el CENACE**, establezca indicadores y metas, que permitan conocer, en qué medida las actividades que realizan, contribuyen al cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible núm. 7 "Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos", así como las estrategias que garanticen el cumplimiento y seguimiento de los mismos, a fin de contar con mecanismos que permitan evaluar los avances en la generación de energía eléctrica mediante tecnologías limpias, en cumplimiento de lo establecido, en el artículo Transitorio tercero, de la Ley de Transición Energética, y Segundo, fracciones VII y VIII, del Decreto por el que se crea el Consejo Nacional de la Agenda 2030, e informe a la Auditoría Superior de la Federación las medidas emprendidas para corregir las deficiencias detectadas.

Consecuencias Sociales

En 2019, en general la SENER, el CENACE y la CRE cumplieron con lo establecido en la Ley de la Industria Eléctrica, ya que se incrementó 16.3% la energía y servicios conexos generados respecto de 2018, se contó con potencia eficiente adquirida en el Sistema Interconectado Nacional por 1,614.2 MW-año, el Precio Marginal Local (PML) del Mercado de Día en Adelanto (MDA) se redujo 18.2% en el Sistema Interconectado Nacional; de 2014 a 2019 los permisos para la generación de electricidad se incrementaron 82.0%, y la capacidad acumulada para la generación creció 306.3%; sin embargo, se presentaron inconsistencias en el diseño e

implementación de la política eléctrica definida en el PROSENER 2020-2024, respecto de la regulación establecida en la legislación vigente que pusieron en riesgo la correcta operación del SEN y del MEM; asimismo, la SENER careció de un diagnóstico integral sobre el estado actual del sector eléctrico, basado en información cuantitativa y cualitativa, que le permita valorar el funcionamiento del SEN y del MEM, y en el cual se fundamente la planeación y operación del sector eléctrico, lo que pone en riesgo el cumplimiento de la obligación del Estado de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.

Buen Gobierno

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

Resumen de Resultados, Observaciones y Acciones

Se determinaron 8 resultados, de los cuales, en uno no se detectó irregularidad y los 7 restantes generaron:

9 Recomendaciones al Desempeño.

Dictamen

El presente se emite el 19 de enero de 2021, fecha de conclusión de los trabajos de la auditoría. Ésta se practicó sobre la información proporcionada por las entidades fiscalizadas de cuya veracidad son responsables; fue planeada y desarrollada con el fin de fiscalizar el diseño, la regulación, operación y supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional. Se aplicaron los procedimientos y las pruebas que se estimaron necesarios; en consecuencia, existe una base razonable para sustentar este dictamen.

Con la reforma energética de 2013, se estableció que la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como la transmisión y distribución de energía eléctrica corresponden exclusivamente a la Nación, y se permitió que el Estado formalizara contratos con particulares para llevar a cabo el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar dichos servicios y, en materia de generación y suministro se abrió la actividad a la participación de particulares en el Mercado Eléctrico Mayorista a cargo del CENACE y se regularía el sector eléctrico por medio de la CRE. Asimismo, en la Ley de la Industria Eléctrica se establecieron las bases del mercado eléctrico, a fin de mejorar la competitividad de la oferta eléctrica, regular las tarifas y transparentar los procesos de compra venta de energía eléctrica y otros productos asociados, así como coadyuvar en el aprovechamiento del potencial de energías renovables.

Cabe señalar que, en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 no se hace referencia al estado que guarda el Sistema Eléctrico Nacional ni el Mercado Eléctrico Mayorista.

La normativa vigente que regula la política eléctrica establece lo siguiente:

- La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 1, mandata que se debe de promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura.
- En el artículo 4, de la LIE se señala que el suministro eléctrico es un servicio de interés público. La generación y comercialización son servicios que se prestan en un régimen de libre competencia. (...) Son consideradas obligaciones del servicio público universal las siguientes:
 - I. Otorgar acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución en términos no indebidamente discriminatorios.
- En el artículo 6, de la propia Ley, se establece que la política eléctrica tiene como objetivos:
 - ✓ Garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.
 - ✓ Promover que las actividades de la industria eléctrica se realicen bajo criterios de sustentabilidad.
 - ✓ Impulsar la inversión y la competencia, donde ésta sea factible, en la industria eléctrica.
 - ✓ Fomentar la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, así como la seguridad energética nacional.

Para cumplir con estos objetivos, la SENER deberá conducir la política energética del país, dentro del marco constitucional vigente, para garantizar el suministro competitivo y suficiente de energéticos; el CENACE debe ejercer el control operativo del SEN, la operación del MEM, y garantizar imparcialidad en el acceso a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD), y la CRE 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.

Los resultados de la auditoría muestran que, en 2019, en términos generales, la SENER, el CENACE y la CRE cumplieron con la LIE; sin embargo, se presentaron inconsistencias en el diseño e implementación de la política eléctrica que pusieron en riesgo la correcta operación del SEN y del MEM; la SENER careció de un diagnóstico integral sobre el estado actual del sector eléctrico, basado en información cuantitativa y cualitativa, para valorar el funcionamiento del SEN y del MEM, y en el cual se fundamente la planeación en materia de electricidad.

Aunado a ello, en los documentos de planeación, existen dos visiones de política en materia de electricidad, la establecida en el Plan Estratégico del CENACE 2017-2021 y en el Plan Estratégico de la CRE 2018-2020, los cuales se alinean a la legislación vigente en la materia, que establece la conformación de un mercado y el acceso no indebidamente discriminatorio a las redes Nacional de Transmisión y Generales de Distribución, y la libre competencia en los segmentos de generación y comercialización, y la que se señala en el PND 2019-2024 y en el PROSENER 2020-2024 que centran la política en el rescate de la CFE, la soberanía y seguridad energética, lo que evidencia la carencia de una planeación de mediano plazo, integral y articulada, con objetivos claros, metas, estrategias, prioridades, responsabilidades, así como mecanismos de coordinación y evaluación que garanticen la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, y del MEM.

En 2020, se publicaron el PROSENER 2020-2024 y el “Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional”, ambos documentos contienen las directrices de la actual administración para desarrollar la política pública en materia de electricidad. En términos generales estos documentos buscan el rescate de la CFE, la soberanía y seguridad energética, otorgando nuevas facultades al CENACE, la CRE y la CFE, respecto de sus capacidades operativas; proponen cambios en las reglas con las que opera el mercado, específicamente en el otorgamiento de permisos, y proponen modificaciones a los costos que deberán pagar los permisionarios, así como los criterios para despachar la electricidad; al respecto, en el amparo núm. 372/2020, el Juez Segundo de Distrito en Materia Administrativa Especializado en Competencia Económica, Radiodifusión y Telecomunicaciones otorgó la suspensión definitiva del PROSENER 2020-2024 y, en cuanto a la Política de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en el SEN, la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) interpuso una controversia constitucional ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN), debido a que se contraponen a la legislación vigente, por lo que se otorgó la suspensión definitiva de la misma.

En cuanto a la regulación, en 2019, el Órgano de Gobierno de la CRE aprobó su Programa Regulatorio Anual, en el cual se planeó emitir un total de 46 instrumentos, de los que 25 (54.3%) fueron en materia de electricidad, de éstos, 5 (20.0%) fueron aprobados, y 2 (8.0%) ya habían sido previamente aprobadas por el órgano de gobierno; sin embargo, de éstos 2 últimos el Órgano de Gobierno determinó retirar la solicitud de publicación en el DOF, y 17 regulaciones no se concluyeron, debido a que se encontraban en diferentes etapas de revisión, y uno se dio de baja, ya que el tema había sido atendido con otro acuerdo, por lo que no se expedieron los instrumentos regulatorios de manera oportuna para mejorar el desempeño del sector, situación que evidenció deficiencia de los mecanismos de planeación y control de la CRE para programar, elaborar y actualizar los instrumentos regulatorios para asegurar la operación eficiente del mercado eléctrico y lograr el fortalecimiento del Sistema de Mejora Regulatoria.

Sobre los dos instrumentos, cuya publicación fue cancelada, se relacionan con dos aspectos: a) los derechos y obligaciones de los Suministradores y de los usuarios finales no participantes del mercado que cuenten con un contrato de suministro y b) con las reglas de acceso abierto efectivo y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y a las Redes

Generales de Distribución, las cuales son fundamentales para dar cumplimiento al artículo 4 de la Ley de la Industria Eléctrica.

En 2019 la CRE atendió 62.9% (361) de las 574 solicitudes presentadas por los permisionarios. De las 361 solicitudes atendidas, 86.7% (313) se relacionaron con actividades de generación; 12.5% (45) con actividades de suministro, y 0.8% (3) con otras actividades.

De las 361 solicitudes atendidas, 313 correspondieron a solicitudes en materia de generación de electricidad, de las que 94 se refieren al otorgamiento de permisos; 148 modificaciones; 12 transferencias; 14 revocaciones, y 45 terminaciones. Para el caso particular de las 94 solicitudes atendidas para el otorgamiento de algún permiso, 56 (59.6%) se resolvieron favorablemente; 22 (23.4%) fueron revocados y 16 (17.0%) se desistieron. De los 56 permisos, 44 privilegiaron el uso de energías limpias y el resto (12 permisos) fueron para generar fuentes de electricidad convencionales.

Los 56 permisos para generar energía eléctrica, contaron con una capacidad autorizada de 7,649.8 Megawatts (MW), lo que representó un aumento en la capacidad de 6.2% para generar un estimado de 25,239.6 Gigawatts-año (GW/Año) de energía eléctrica, en tanto que para el suministro de energía eléctrica, en 2019, se otorgaron 7 permisos, que sumados a los 62 que existían en 2018 suministraron en el Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) un total de 310,474,474.7 MWh, lo que significó que la entidad fomentó el desarrollo eficiente de la industria y promovió la competencia en el sector.

En el periodo 2000-2019, la capacidad acumulada derivada del otorgamiento de permisos para la generación de energía eléctrica se incrementó 13.6 veces, al pasar de 9,593.2 MW a 130,446.2 MW, situación que se debió, principalmente, al cambio en el esquema de operación del mercado eléctrico y la transición de un sistema cerrado a uno de acceso abierto.

Al cierre de 2019, el CENACE formalizó 168 contratos para la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista en sus diferentes modalidades, de los que 93 corresponden a Generadores; uno como Generador de Intermediación;^{38/} 50 Suministradores de Servicios Calificados;^{39/} 2 Suministradores de Servicios Básicos;^{40/} 2 Suministradores de Último Recurso;^{41/} 19 Comercializadores no Suministradores,^{42/} y un Usuario Calificado Participante

^{38/} Es un participante del mercado en modalidad de Generador, que tiene por objeto llevar a cabo la representación en el MEM de las Unidades de Central Eléctrica incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, así como la de los Centros de Carga correspondientes.

^{39/} Representa en el MEM a los centros de carga correspondientes a los usuarios calificados que no participan directamente en el MEM.

^{40/} Representa en el MEM a los centros de carga correspondientes a los usuarios del suministro básico.

^{41/} 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.

^{42/} Realiza transacciones en el MEM sin representar activos físicos.

del Mercado,^{43/} los cuales acreditaron las etapas de pre-registro, registro y suscripción del contrato, que incluye el registro de activos y acreditación.

El CENACE operó dos mercados (Mercado de Energía de Corto Plazo y Mercado para el Balance de Potencia)^{44/} de los cuatro que integran el MEM. Respecto del Mercado de Certificados de Energías Limpias y Mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, faltantes, así como las subastas de mediano y largo plazo y el subcomponente del Mercado de Energía de una Hora en Adelanto, la SENER solicitó al CENACE suspender temporalmente las actividades relacionadas con estos tipos de mercado hasta nuevas instrucciones, sin que a la fecha de conclusión de esta auditoría, la SENER haya definido las directrices necesarias para su operación; al respecto, el CENACE manifestó los riesgos de que no se operen estos instrumentos, entre ellos, que no se pueda cumplir con las obligaciones de cobertura eléctrica (Potencia, Energía y CEL); que las entidades de carga no puedan satisfacer los requisitos de CEL, y que no se alcance la meta de 35.0% de participación de energías limpias en la generación de electricidad al año 2024.

En el periodo 2016-2019, a cuatro años de la entrada en operación del MEM, el número de participantes del mercado aumentaron en 152, ya que de 16 participantes en 2016 pasaron a 168, a fin de realizar transacciones de compraventa de los productos (Energía, Potencia, Certificados de Energías Limpias y Servicios Conexos) establecidos mediante contratos formalizados.

En cuanto a la finalidad de garantizar la operación continua, eficiente y segura de la industria eléctrica en beneficio de los usuarios, mediante la aplicación de metodologías por parte de la CRE para determinar el cálculo y ajustes de tarifas reguladas, las tarifas máximas de los Suministradores de Último Recurso y las tarifas finales del Suministro Básico, como lo establece el artículo 1 de la LIE, de 2016 a 2018, el promedio del Precio Marginal Local (PML)^{45/} del Mercado de Día en Adelanto (MDA),^{46/} en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se incrementó 82.2%; no obstante, de 2018 a 2019, éste decreció 18.2%, al pasar de 1,636.0 pesos/MWh a 1,339.0 pesos/MWh; el mismo comportamiento se presentó en el Mercado en

^{43/} Representa centros de carga en el MEM para consumo propio o para el consumo dentro de sus instalaciones.

^{44/} Mercado cuyos participantes podrán comprar y vender Potencia cada año para cubrir los desbalances que puedan existir respecto de Transacciones Bilaterales de Potencia y los requisitos de Potencia que establezca la CRE para Entidades Responsables de Carga.

^{45/} 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.

^{46/} Mercado de antelación cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, las cuales resultarán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y Servicios Conexos en el día siguiente a la realización del Mercado del Día en Adelanto.

Tiempo Real (MTR)^{42/} que de 2018 a 2019 disminuyó 20.3%, al pasar de 1,715.4 pesos/MWh a 1,367.6 pesos/MWh. En el Sistema Interconectado de Baja California (BCA), de 2016 a 2018 el promedio del PML del MDA se incrementó 59.0%; no obstante, de 2018 a 2019 éste decreció 19.7%, al pasar de 931.8 pesos/MWh a 748.3 pesos/MWh. Asimismo, de 2017 a 2018, el promedio del PML en el MTR aumentó 22.6%; sin embargo, de 2018 a 2019 éste disminuyó 12.4%, al pasar de 741.6 pesos/MWh a 650.0 pesos/MWh. En el Sistema Interconectado de Baja California Sur (BCS), de 2016 a 2019, el promedio del PML del MDA se incrementó 37.5%, al pasar de 2,368.4 pesos/MWh a 3,256.7 pesos/MWh, y de 2017 a 2019, el promedio del PML en el MTR aumentó 16.3%, al pasar de 3,061.3 pesos/MWh a 3,559.5 pesos/MWh.

En 2019, el CENACE, cobró a los participantes del mercado 67,749,480.2 miles de pesos (mdp) por el uso de la Red Nacional de Transmisión y 109,955,496.2 mdp por las Redes Generales de Distribución, que generaron ingresos para la CFE por 177,704,976.4 mdp, con lo que garantizó el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución, por parte de los participantes del mercado y cobró las tarifas establecidas por la Comisión Reguladora de Energía.

En 2019, por medio de la operación del Mercado de Energía de Corto Plazo (MECP) que inició operaciones en 2016, se ofertó un total de 337,682,024.3 MWh de energía eléctrica y servicios conexos, que les generaron ingresos a los participantes del mercado por 384,815,693.6 mdp. Las EPS de generación a cargo de la CFE (incluidos los productores externos de energía) ofrecieron un total de 261,824,092.1 MWh (77.5%) 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 75,857,932.2 MWh (22.5%) de energía y servicios conexos, garantizando la demanda nacional que ascendió a 310,474,474.7 MWh, de una oferta total de 337,682,024.3 MWh, por lo que se tuvo un excedente de 27,207,549.6 MWh.

Respecto de la energía suministrada en el MECP, se identificó que, en 2019, se suministraron 310,474,474.7 MWh, de los cuales CFE-SSB abasteció 85.0% (263,751,795.9 MWh), el suministrador de servicios calificados suministró 0.7% de la energía (2,180,817.8), en tanto que, otros suministradores participaron con 14.3% de la energía (44,541,861.0 MWh).

En el periodo 2016-2019, las EPS de Generación I, II, III, IV, V y VI, registraron una disminución de 11.1 puntos porcentuales, en su participación de la energía y servicios conexos generados en el MECP, efecto contrario a lo sucedido con los generadores privados que incrementaron su participación en la misma proporción. Respecto de los suministradores, CFE-SSB disminuyó

^{42/} Mercado cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, las cuales resultarán en instrucciones de despacho para la entrega o recepción física de energía y Servicios Conexos en el mismo día de la realización del Mercado de Tiempo Real, así como los precios a los cuales se liquidarán las diferencias entre las cantidades generadas y consumidas durante la operación de tiempo real y las cantidades comprometidas en el Mercado del Día en Adelanto.

su participación en el MECP 1.80 puntos porcentuales, contrario al Suministrador de Servicios Calificados y a los demás participantes del mercado, que aumentaron su participación en 0.68 puntos porcentuales y 3.39 puntos porcentuales, respectivamente.

En el periodo 2016-2018, el precio promedio de la energía y servicios conexos generados se incrementó 79.6%, en términos reales, al pasar de 834.6 pesos/MWh a 1,499.3 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. Sin embargo, de 2018 a 2019, el precio promedio de la energía y servicios conexos generados disminuyó 24.0%, al pasar de 1,499.3 pesos/MWh a 1,139.6 pesos/MWh, debido a la entrada en operación de nuevas centrales eléctricas de ciclo combinado de alta eficiencia y centrales renovables de bajo costo.

En el Mercado para el Balance de Potencia operado por el CENACE desde 2018, se identificó que, en 2019, en la Zona de Potencia SIN se adquirieron 6,643.1 Megawatts-año (MW-año) de Potencia, de los cuales 1,614.2 MW-año fue 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 941.61 MW-año, esto significa que se satisfizo la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho, disminuyendo la incidencia de apagones y promoviendo un sistema más eficiente y confiable. En el caso de la Zonas de Potencia BCA y BCS, en 2018 y 2019, 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, lo cual representa un riesgo para la operación eficiente de dichos sistemas.

En 2019, el CENACE realizó el control operativo del SEN en niveles aceptables y en condiciones de calidad, confiabilidad, continuidad, eficiencia y seguridad al registrar resultados positivos en sus indicadores: a) margen de reserva del Sistema Interconectado Nacional; b) índice de calidad de voltaje; c) índice de calidad de frecuencia; d) índice de operación en estado normal, y e) porcentaje de cumplimiento de la reserva operativa.

En cuanto a la supervisión del SEN y del MEM, en 2019, la SENER señaló, sin que proporcionará evidencia documental, que el 12 de julio, sesionó el Consejo de Coordinación del Sector; no obstante, no señaló los temas tratados. El Comité de Evaluación del CENACE y del MEM llevó a cabo la Quinta Sesión, en la que se revisaron, entre otros temas, los Precios Marginales Locales (PML), sin que se acreditara que remitieron y formalizaron los informes con la evaluación y recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE, de 2018 y 2019.

En 2019, la SENER llevó a cabo la supervisión de los participantes del MEM mediante visitas de inspección a obras e instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica, así como un seguimiento mensual a 10 proyectos del “Programa de Obras e Inversión para las Centrales de Generación y las Líneas de Transmisión” que le reporta la Subdirección de Generación y Administración de la Construcción de la Comisión Federal de Electricidad (CFE),

Sin embargo, de las 10 obras a las que dio seguimiento la SENER, 5 no se concluyeron en las fechas programadas, por lo que es necesario que fortalezca su proceso de supervisión, a fin de garantizar la terminación de obras o, en su caso, ejerza la facultad de sancionar irregularidades detectadas.

Por otro lado, la CRE elaboró su Programa Anual de Visitas de Verificación, en donde se estableció que, de las 838 visitas programadas, 40 (4.8%) correspondieron al sector eléctrico. Sin embargo, al finalizar el año realizó 37, por lo que la Comisión alcanzó 92.5% de la cobertura esperada en su programación y no llevó a cabo el seguimiento de los indicadores de eficacia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

En 2019, la Unidad de Vigilancia del Mercado, de la CRE, contó con un Monitor Independiente, que supervisó el desempeño y evolución del MEM, el cual emitió un Reporte Anual en el que se presentaron los resultados siguientes: a) El número de Participantes de Mercado (PM) aumentó en 24.0%, en relación con 2018; b) los Precios Marginales Locales (PML) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) fueron menores a los observados en 2018, lo cual se explica, fundamentalmente, por los factores siguientes: i) incorporación de nueva capacidad de generación con costos menores; ii) reducción del número y volumen de cortes de energía y número de precios tope, y iii) disminución generalizada de los precios de los combustibles empleados para la generación de electricidad, y c) Respecto de las Subastas de Largo Plazo (SLP), realizadas en 2015, 2016 y 2017 se encuentran en operación 5,113.0 (58.2%) MW, de los 8,788.0 MW comprometidos. Sin embargo, por instrucciones de la SENER, el CENACE canceló la SLP-1/2018 y la Subasta de Mediano Plazo SMP-1/2018.

En cuanto al avance en el cumplimiento de la Agenda 2030, no existió una alineación de la planeación nacional ni una coordinación para la elaboración e implementación de estrategias y metas para contribuir al logro del objetivo del ODS 7, relativo a “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” y la meta 7.2, de “Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”.

El CENACE señaló que no participó en los trabajos que realiza el Consejo Nacional de la Agenda 2030, pero contó con el indicador “Porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada”, el cual obtuvo un resultado de 22.9%, inferior en 2.1 puntos porcentuales a la meta establecida para 2018 que era de 25.0%; además, con la suspensión de las Subastas de Energía Eléctrica y la suspensión indefinida del Programa Sectorial de Energía 2020-2024, se corre el riesgo de que la participación de energía generada proveniente de fuentes renovables disminuya, por lo que no se lograría la meta del 30.0% para 2021 y 35.0% para 2024.

En opinión de la ASF, en 2019, el SEN y el MEM mostraron avances en su consolidación y en garantizar la operación continua, eficiente y segura de la industria eléctrica en beneficio de los usuarios, ya que se incrementó 16.3% la energía y servicios conexos generados respecto de 2018; contó con potencia eficiente adquirida en el Sistema Interconectado Nacional por 1,614.2 MW-año, lo cual representó un avance en relación con 2018 cuando no se cubrió la Obligación Neta de Potencia; el Precio Marginal Local (PML) del Mercado de Día en Adelanto

(MDA) se redujo 18.2% en el Sistema Interconectado Nacional y 19.7% en el Sistema de Baja California y el PML del Mercado en Tiempo Real (MTR) disminuyó 20.3% y 12.4%, en ambos sistemas en comparación con 2018; de 2014 a 2019 los permisos para la generación de electricidad se incrementaron 82.0%, y la capacidad acumulada para la generación creció 306.3%.

Sin embargo, persistieron deficiencias en su diseño, planeación, regulación, operación y supervisión que incrementan el riesgo de que no se cumpla con la obligación del Estado de garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, ya que, aun cuando se planeó, reguló, supervisó y operó el SEN y el MEM, por parte de la SENER, la CRE y el CENACE, se presentaron las problemáticas siguientes: a) carencia de un diagnóstico integral sobre el estado actual del sector eléctrico para valorar el funcionamiento del SEN y del MEM; b) la legislación vigente, los documentos de planeación y programación nacional y los planes estratégicos del CENACE y la CRE no sólo no están armonizados, sino que buscan objetivos distintos, lo que pone en riesgo que se garantice la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN, y del MEM; c) deficiencia de los mecanismos de planeación de la CRE para programar la elaboración y actualización de los instrumentos regulatorios para asegurar la operación eficiente del mercado eléctrico y lograr el fortalecimiento del Sistema de Mejora Regulatoria; d) la SENER suspendió temporalmente las actividades relacionadas con el Mercado de Certificados de Energías Limpias y Mercado de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión; e) no se llevó a cabo la implementación del subcomponente del Mercado de Energía de Corto Plazo “Mercado de Una Hora en Adelanto”; f) debilidad en los procesos de supervisión por parte de la SENER y de seguimiento de los indicadores de eficacia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del SEN, por parte de la CRE; g) falta de coordinación para la elaboración e implementación de estrategias y metas para contribuir al logro del objetivo del ODS 7, relativo a “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” y la meta 7.2, de “Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas”, de la Agenda 2030, y h) el porcentaje de energías limpias en la generación neta inyectada registró un resultado de 22.9%, resultado inferior en 2.1 puntos porcentuales a la meta establecida para 2018 que era de 25.0%, con la probabilidad de no alcanzar el 30.0% para 2021 y 35.0% para 2024.

Con la finalidad de fortalecer el diseño, la regulación, operación y supervisión del Mercado Eléctrico Mayorista, y garantizar la operación continua, eficiente y segura del Sistema Eléctrico Nacional, la ASF emitió recomendaciones al desempeño, cuya atención permitirá lo siguiente: a) que se realice un diagnóstico de la situación actual del sistema eléctrico; b) que se ajuste la planeación y programación nacional, con base en los preceptos establecidos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; la Ley de la Industria Eléctrica; la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y la Ley de Transición Energética, a fin de que la regulación, operación y supervisión de la industria eléctrica opere de manera coordinada, mediante la CRE, el CENACE y la SENER, en el ámbito de sus respectivas competencias; c) que se cumplan los plazos del Programa Regulatorio Anual; d) que se establezcan las directrices conducentes para la implementación de 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; e) que se establezca una estrategia que incremente la oferta de generación en los sistemas de Baja California y Baja California Sur para garantizar que se cumpla con las necesidades de Potencia por parte de los participantes del mercado; f) que se eleve el número de visitas de inspección y verificación; g) que se establezcan indicadores y metas, que permitan conocer, en qué medida las actividades que realizan SENER, CRE y CENACE, contribuyen al cumplimiento del Objetivo de Desarrollo Sostenible núm. 7 “Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos”, así como, estrategias que garanticen su cumplimiento y seguimiento.

Servidores públicos que intervinieron en la auditoría:

Director de Área

Director General

Edgar López Trejo

Ronald Pieter Poucel Van Der Mersch

Comentarios de la Entidad Fiscalizada

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

Apéndices

Procedimientos de Auditoría Aplicados

1. Verificar la planeación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista realizada por la SENER, el CENACE y la CRE en 2019, a fin de garantizar su operación en términos de 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 la normativa emitida en 2019, para la operación del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista.
3. Verificar que los permisos vigentes y otorgados en 2019 por la CRE para la generación, transmisión, distribución y suministro se ajustaron a la normativa y contribuyeron a

garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad del SEN, así como los precios competitivos de la energía eléctrica requerida.

4. Evaluar la operación del MEM en 2019, respecto de los tipos de mercado que estuvieron vigentes, los participantes acreditados y las tarifas establecidas para la transmisión y distribución, con base en la normativa emitida por la CRE.
5. Evaluar las transacciones de compraventa 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 Mercado Eléctrico Mayorista, en 2019, y determinar si se cubrió la demanda nacional.
6. Verificar que el CENACE realizó, en 2019, el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, 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 si, en 2019, la Secretaría de Energía, en coordinación con la CRE, cumplió sus facultades de supervisión y vigilancia del Mercado Eléctrico Mayorista, con el fin de contribuir al impulso de la inversión y la competencia en la industria eléctrica y a garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del SEN.
8. Evaluar los mecanismos implementados, en 2019 por CENACE, la SENER y la CRE para medir su contribución en el cumplimiento del ODS 7 "Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos", de la Agenda 2030, con la regulación, operación y supervisión del MEM.

Áreas Revisadas

Las direcciones de Operación y Planeación del Sistema, y la de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista; las subdirecciones de Finanzas; de Contratos y Operaciones Comerciales del Mercado Eléctrico Mayorista, y de Estrategia y Normalización; la Jefatura de Unidad de Control de Gestión, y las unidades de Planeación Operativa, y de Contratos del Mercado Eléctrico Mayorista, adscritas al Centro Nacional de Control de Energía.

Las Unidades de Electricidad; de Asuntos Jurídicos y de Administración, adscrita a la Comisión Reguladora de Energía.

La Subsecretaría de Electricidad, adscrita 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. 27, Par. sexto, Art. 134, Par. primero.
2. Ley Orgánica de la Administración Pública Federal: Art. 33, Frac. I, V, VIII y XXI.
3. Ley de Planeación: Art. 3, Par. segundo, Art. 21 Ter, Frac. III, IV y V, Art. 30.
4. Ley General de Responsabilidades Administrativas: Art. 7, Frac. I y VI.
5. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Ley de la Industria Eléctrica, Art. 2, Par. primero y segundo, Art. 4, Frac. I, Art. 6, Frac. I y II, Art. 12, Frac. XXXVII, XLVII y L, Art. 15, Par. primero, Art. 27, Frac. III, Art. 112; Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Art. 20, Par. tercero, Art. 22, Frac. II, Art. 42; Bases del Mercado Eléctrico, Base 1, numeral 1.3.1 y numeral 1.4 "Etapas de implementación del Mercado Eléctrico Mayorista", apartado 1.4.5, Inc. a) Frac. iii, Inc. b), Frac. i y ii; Inc. c); Inc. d), Frac. i, ii y iii; Inc. f), Frac. i, e Inc. g), Frac. i y ii; Acuerdo por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia, Capítulo 2, numeral 2.2.4 "Transacciones de Potencia", Inc. g; Ley de Transición Energética, Art. Transitorio tercero; Decreto por el que se crea el Consejo Nacional de la Agenda 2030, Art. Segundo, Frac. VII y VIII.

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.